

Documento original registrado na Comissão de Valores dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Commission – SEC*).
Este texto é uma tradução-livre, fornecida para fins informativo. O texto original em inglês é a versão legalmente válida.



Formulário 20-F

2023

CEMIG

Documento original registrado na Comissão de Valores dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Commission – SEC*).
Este texto é uma tradução-livre, fornecida para fins informativo. O texto original em inglês é a versão legalmente válida.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS ESTADOS UNIDOS

WASHINGTON, D.C. 20549

Formulário 20-F

DECLARAÇÃO DE REGISTRO CONFORME A SEÇÃO 12(b) OU (g) DA *SECURITIES EXCHANGE ACT* DE 1934

ou

RELATÓRIO ANUAL CONFORME A SEÇÃO 13 OU 15(d) DA *SECURITIES EXCHANGE ACT* DE 1934

Para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2023

ou

RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DA *SECURITIES EXCHANGE ACT* DE 1934

ou

RELATÓRIO DE *SHELL COMPANY* CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DA *SECURITIES EXCHANGE ACT* DE 1934

Data do evento exigindo o presente relatório de *shell company*: n/a

Número de Registro na Comissão 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

(Razão Social do emissor conforme especificado no seu Estatuto Social)

ENERGY CO OF MINAS GERAIS

(Tradução para o inglês da Razão Social do emissor)

BRASIL

(Jurisdição de constituição ou organização)

1200, Avenida Barbacena; Belo Horizonte/MG, Brasil CEP 30190-131

(Endereço da sede)

Leonardo George de Magalhães

Diretor de Finanças e Relações com Investidores

ri@cemig.com.br | +55 31 3506-5024

1200, Avenida Barbacena; Belo Horizonte/MG, Brasil CEP 30190-131

(Nome, Telefone, E-mail e/ou fax e endereço da pessoa de contacto da empresa)

Valores Mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei:

<u>Título de cada classe:</u>	<u>Símbolo de negociação</u>	<u>Nome de cada bolsa de valores em que foi registrado:</u>
Ações Preferenciais, valor nominal de R\$5,00		Bolsa de Valores de Nova Iorque*
<i>American Depositary Shares</i> , cada uma representando 1 (uma) Ação Preferencial, sem valor nominal	CIG	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Ações Ordinárias, valor nominal de R\$5,00		Bolsa de Valores de Nova Iorque*
<i>American Depositary Shares</i> , cada uma representando 1 (uma) Ação Ordinária, sem valor nominal	CIG.C	Bolsa de Valores de Nova Iorque

* Não comercializado, mas apenas em relação ao registro de *American Depositary Shares* ('ADSs'), conforme requisitos da Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Commission*).

Documento original registrado na Comissão de Valores dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Commission – SEC*).
Este texto é uma tradução-livre, fornecida para fins informativo. O texto original em inglês é a versão legalmente válida.

Valores Mobiliários registrados ou a serem registrados, de acordo com a Seção 12(g) da Lei: **Nenhum**

Valores Mobiliários para os quais existe uma obrigação de comunicação, de acordo com a Seção 15(d) da Lei: **Nenhum**

Indicar a quantidade de ações em circulação de cada uma das classes de capital ou ações ordinárias do emissor no encerramento do período coberto pelo relatório anual:

735.847,624 Ações Ordinárias

1.465.523.064 Ações Preferenciais

Indique se o registrante é um emissor experiente e conhecido, conforme definido na Regra 405 do *Securities Act*.

Sim Não

Se este relatório for anual ou de transição, indique se o registrante não é obrigado a apresentar relatórios de acordo com a Seção 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934.

Sim Não

Indique se o emissor (1) apresentou todos os relatórios exigidos pela Seção 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou por um período mais curto em que o registrante foi obrigado a arquivar tais relatórios) e (2) tenha estado sujeito a tais requisitos de arquivamento nos últimos 90 dias.

Sim Não

Indique se o emissor enviou eletronicamente todos os Arquivos de Dados Interativos que devem ser enviados de acordo com a Regra 405 do Regulamento S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses anteriores (ou por um período mais curto em que o emissor foi obrigado a enviar tais arquivos).

Sim Não

Indique se o emissor é um *large accelerated filer*, um *accelerated filer* ou um *non accelerated filer*. Consulte a definição de “*accelerated filer e large accelerated filer*” na Regra 12b-2 do *Exchange Act*. (Marque um):

Large accelerated filer *Accelerated filer* *Non accelerated filer* Empresa de crescimento emergente

Se for uma empresa de crescimento emergente que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com os US GAAP, indique se o emissor optou por não usar o período de transição estendido para cumprir quaisquer padrões de contabilidade financeira novos ou revisados fornecidos de acordo com a Seção 13(a) do *Exchange Act*.

Indique se o emissor apresentou um relatório e um atestado da avaliação de sua administração sobre a eficácia de seu controle interno sobre relatórios financeiros de acordo com a Seção 404(b) da Lei Sarbanes-Oxley (15 U.S.C. 7262(b)) pela empresa de contabilidade pública registrada que preparou ou emitiu seu relatório de auditoria.

Se os valores mobiliários forem registrados de acordo com a Seção 12 (b) da Lei, indique se as demonstrações financeiras do emissor incluídas no arquivamento refletem a correção de um erro nas demonstrações financeiras emitidas anteriormente.

Indique se alguma dessas correções de erros são reformulações que exigiram uma análise de recuperação da remuneração baseada em incentivos recebida por qualquer um dos diretores executivos do emissor durante o período de recuperação relevante, de acordo com §240.10D-1(b).

Indique qual base contábil o registrante utilizou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste arquivamento:

U.S. GAAP Normas Internacionais de Relatórios Financeiro emitidas pelo *International Accounting Standards Board* Outros

Se “Outro” tiver sido marcado em resposta à pergunta anterior, indique qual item das demonstrações financeiras o registrante optou por seguir:

Item 17 Item 18

Se este for um relatório anual, indique se o emissor é uma *shell company* (conforme definido na Regra 12b-2 do *Exchange Act*)

Yes No

PARTE I

Item 1. Identidade dos Diretores, Alta Gerência e Assessores	12
Item 2. Estatísticas da oferta e cronograma previsto	12
Item 3. Informação chave	12
Item 4. Informações sobre a Companhia	41
Item 4A. Comentários não resolvidos da equipe	96
Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras	97
Item 6. Diretores, Gerentes Sêniores e Funcionários	115
Item 7. Principais acionistas e transações com partes relacionadas	128
Item 8. Informação financeira	130
Item 9. A oferta e listagem	137
Item 10. Informações adicionais	143
Item 11. Divulgações quantitativas e qualitativas sobre risco de mercado	163
Item 12. Descrição de títulos que não sejam títulos de capital	167

PARTE II

Item 13. Inadimplências, Atrasos de Dividendos e Inadimplências	169
Item 14. Modificações materiais nos direitos dos detentores de títulos e uso dos recursos	169
Item 15. Controles e procedimentos	169
Item 16. [Reservado]	170
Item 16A. Comitê de Auditoria Especialista Financeiro	170
Item 16B. Código de Ética	170
Item 16C. Honorários e serviços do contador principal	170
Item 16D. Isenções das Normas de Listagem para Comitês de Auditoria	171
Item 16E. Compras de Títulos Patrimoniais pelo Emissor e Compradores Afiliados	171
Item 16F. Alteração do Contabilista Certificador do Registrante	171
Item 16G. Governança corporativa	172
Item 16H. Divulgação de Segurança de Mina	173
Item 16I. Divulgação sobre jurisdições estrangeiras que impedem inspeções	173
Item 16J. Insider trading policies	173
Item 16K. Segurança cibernética	173

PART III

Item 17. Declarações financeiras	176
Item 18. Declarações financeiras	176
Item 19. Anexos	177

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÃO FINANCEIRA

A Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (ou Companhia) é uma sociedade de economia mista controlada pelo Estado (“sociedade por ações, de economia mista”) constituída sob as leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil. As referências neste relatório anual à 'CEMIG', ao 'Grupo CEMIG', à 'Companhia', 'nós', 'nosso' e 'nós mesmos' referem-se à Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e suas subsidiárias consolidadas, e as referências à 'CEMIG Holding' referem-se à Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG individualmente, exceto quando o contexto exigir de outra forma. As referências ao 'Real', 'Reais' ou 'R\$' referem-se ao Reais Brasileiro (plural) e ao Real Brasileiro (singular), a moeda oficial do Brasil. Referências a 'Dólares Americanos', 'Dólares' ou 'US\$' referem-se a dólares dos Estados Unidos.

Mantemos nossos livros e registros em Reais. Preparamos nossas demonstrações financeiras estatutárias de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”). Para fins deste relatório anual, preparamos nossas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com o IFRS, conforme emitido pelo IASB.

Este relatório anual contém conversões de determinados valores em reais para dólares norte-americanos a taxas específicas apenas para conveniência do leitor. Salvo indicação em contrário, esses valores em dólares americanos foram convertidos de reais a uma taxa de câmbio de R\$4,8521 para US\$1,00, conforme certificado para fins alfandegários pelo Conselho do Federal Reserve dos EUA em 29 de dezembro de 2023. Não podemos garantir que dólares americanos possam ser convertidos em Reais, ou que Reais possam ser convertidos em dólares norte-americanos, pela taxa acima ou por qualquer outra taxa.

Determinados valores incluídos neste relatório anual foram sujeitos a arredondamentos. Assim, os valores apresentados como totais e/ou subtotais em determinados quadros podem não ser uma agregação aritmética dos valores que os precedem.

POSIÇÃO DE MERCADO E OUTRAS INFORMAÇÕES

As informações contidas neste relatório anual sobre nossa posição de mercado são, salvo contrário, apresentadas para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. São baseadas ou derivadas de relatórios emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica ('Concedente' ou 'ANEEL') e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ('CCEE').

Certos termos são definidos na primeira vez que são usados neste relatório anual. Tal como aqui utilizado, todas as referências a 'GW' e 'GWh' são a gigawatts e gigawatts-hora, respectivamente, as referências a 'MW' e 'MWh' são a megawatts e megawatts-hora, respectivamente, e as referências a 'kW' e ' kWh' são quilowatts e quilowatts-hora, respectivamente.

As referências neste relatório anual às 'ações ordinárias' e 'ações preferenciais' referem-se às nossas ações ordinárias e ações preferenciais, respectivamente. As referências a "American Depositary Shares Preferenciais" ou "ADSs Preferenciais" referem-se a *American Depositary Shares*, cada uma representando uma ação preferencial. As referências a "American Depositary Shares Ordinárias" ou "ADSs Ordinárias" referem-se a *American Depositary Shares*, cada uma representando uma ação ordinária. Nossas ADSs Preferenciais e ADSs Ordinárias são denominadas coletivamente como "ADSs", e nossos *American Depositary Receipts* Preferenciais, ou ADRs Preferenciais, e *American Depositary Receipts*, ou ADRs Ordinários, são denominados coletivamente como "ADRs".

As ADSs Preferenciais são evidenciadas por ADRs Preferenciais, emitidas de acordo com um Segundo Contrato de Depósito Alterado e Consolidado, datado de 10 de agosto de 2001, conforme alterado em 11 de junho de 2007 e em 15 de abril de 2022, por e entre nós, Citibank N.A., como depositário, e os titulares e beneficiários efetivos de ADSs Preferenciais comprovados por ADRs Preferenciais emitidas sob elas (o "Segundo Contrato de Depósito Alterado e Reformulado"). As ADSs Ordinárias são evidenciadas por ADRs Ordinárias, emitidas de acordo com um Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, conforme alterado em 15 de abril de 2022, por e entre nós, Citibank, N.A., como depositário, e os titulares e beneficiários efetivos de ADSs Ordinárias evidenciadas por ADRs Ordinárias emitidas nos termos dele (o 'Contrato de Depósito de ADS Ordinárias' e, juntamente com o Segundo Contrato de Depósito Alterado e Consolidado, os 'Contratos de Depósito').

INFORMAÇÕES PROSPECTIVAS

Este relatório anual inclui certas declarações prospectivas, principalmente no “Item 3. Informações Principais”, “Item 4. Informações sobre a Companhia”, “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e “Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas”. sobre Risco de Mercado”. Baseamos essas declarações prospectivas em grande parte em nossas expectativas e projeções atuais sobre eventos futuros e tendências financeiras que afetarão nossos negócios. Estas declarações prospectivas estão sujeitas a riscos, incertezas e contingências, incluindo, mas não se limitando a, os seguintes:

- Condições econômicas, políticas e empresariais gerais, principalmente no Brasil, no Estado de Minas Gerais (“Minas Gerais”), bem como em outros estados do Brasil;
- Inflação e flutuações nas taxas de câmbio e nas taxas de juros;
- Aumentos nos custos dos projetos e atrasos ou falha na conclusão bem-sucedida dos projetos;
- Resultar na falha das instalações em operar ou gerar receitas de acordo com as nossas expectativas;
- Regulamentação governamental existente e futura quanto a tarifas de energia, uso de energia, concorrência em nossa área de concessão e outros assuntos;
- Políticas existentes e futuras do Governo Federal do Brasil, ao qual nos referimos como Governo Federal;
- Investigações anticorrupção de alto nível em andamento no Brasil;
- Nossas expectativas e estimativas relativas ao desempenho financeiro futuro e aos planos de financiamento;
- Nosso nível, ou perfil de maturidade, de endividamento;
- Nossa capacidade de cumprir compromissos financeiros;
- A probabilidade de recebermos pagamentos relacionados com contas a receber;
- Nossos planos de despesas de capital;
- Nossa capacidade de implementar nosso programa de desinvestimento;
- Falha ou invasão de nossa infraestrutura ou sistemas operacionais e de segurança;
- Nossa capacidade de renovar nossas concessões, aprovações e licenças em termos tão favoráveis quanto aqueles atualmente em vigor ou que estejam em vigor;
- Nossa capacidade de integrar as operações de empresas que adquirimos e que poderemos adquirir;
- Mudanças nos volumes e padrões de uso de energia dos clientes;
- Condições competitivas nos mercados de geração, transmissão e distribuição de energia do Brasil e serviços relacionados;
- Tendências do setor de geração, transmissão e distribuição de energia no Brasil e serviços relacionados, especialmente em Minas Gerais;
- Mudanças nas precipitações e nos níveis de água nos reservatórios utilizados para operar nossas instalações de geração de energia hidrelétrica;
- Políticas existentes e futuras do governo de Minas Gerais (o “Governo do Estado”), incluindo políticas que afetam seu investimento em nós e seus planos para expansão futura da geração, transmissão e distribuição de energia e serviços relacionados em Minas Gerais; e
- Outros fatores de risco identificados no “Item 3. Informações Principais – Fatores de Risco”.

As palavras 'acreditar', 'pode', 'poderia', 'irá', 'planejar', 'estimar', 'continuar', 'antecipar', 'buscar', 'pretender', 'esperar' e palavras semelhantes são destinadas para identificar declarações prospectivas. Não nos comprometemos a atualizar ou revisar publicamente quaisquer declarações prospectivas devido a novas informações, eventos futuros ou de outra forma. Considerando estes riscos e incertezas, as informações, eventos e circunstâncias prospectivas discutidas neste relatório anual podem não se materializar conforme descrito. Nossos resultados e desempenho reais podem diferir substancialmente daqueles previstos em nossas declarações prospectivas.

RESUMO DOS FATORES DE RISCO

Os negócios, resultados operacionais, condições financeiras e fluxos de caixa da Companhia estão sujeitos e podem ser afetados adversamente por uma série de riscos e incertezas, incluindo riscos relacionados à natureza dos negócios da Companhia e suas operações no Brasil. A lista a seguir resume alguns desses riscos, mas não todos. Por favor, leia as informações na seção intitulada “Fatores de Risco” para uma descrição mais completa destes e de outros riscos.

Riscos relacionados ao negócio da empresa

- Não temos certeza se novas concessões ou autorizações, conforme aplicável, serão obtidas, ou se nossas concessões ou autorizações atuais serão prorrogadas em termos similares àqueles atualmente em vigor ou se as compensações recebidas por nós em caso de não prorrogação serão suficientes para abranger o valor integral de nosso investimento.
- Nossas subsidiárias podem sofrer intervenção do Poder Público com o fim de assegurar a adequação na prestação de serviços, ou ser sancionadas pela ANEEL em função do descumprimento de seus contratos de concessão ou autorizações concedidas a elas, o que pode resultar em multas, outras penalidades e/ou, dependendo da gravidade do descumprimento, caducidade dos contratos de concessão ou revogação das autorizações.
- Estamos sujeitos a extensa legislação e regulamentação governamental, e eventuais alterações podem causar um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.
- Alterações na legislação tributária brasileira ou conflitos relacionados à sua interpretação podem nos afetar adversamente.
- Estamos sujeitos a restrições em nossa capacidade de fazer investimentos de capital ('CAPEX') e de contratar dívidas, o que poderia afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira.
- A redução na nossa classificação (rating) de risco de crédito ou nas classificações de crédito soberano do Brasil pode afetar adversamente a disponibilidade de novos financiamentos e aumentar o nosso custo de capital.
- Interrupções das operações de nossos serviços, ou daquelas de nossas subsidiárias, ou degradação da sua qualidade, podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.
- Temos um endividamento considerável e estamos expostos a limitações de liquidez — fator que pode tornar mais difícil a obtenção de financiamentos para os investimentos planejados, e pode impactar negativamente nossas condições financeiras e nossos resultados operacionais.
- Não Podemos garantir a velocidade da nossa capacidade de implementar inovações e das nossas respostas a mudanças pelas quais o setor de energia está passando com o avanço da tecnologia
- A nossa estratégia para maximizar o valor para os acionistas da CEMIG depende de fatores externos que poderiam impedir o sucesso da sua implementação.
- Poderemos não ser capazes de implementar os nossos planos estratégicos de longo prazo dentro do cronograma pretendido, ou sem incorrer em custos imprevistos, o que pode ter consequências adversas para o nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras.

- Os resultados financeiros e operacionais de nossas controladas, controladas em conjunto e coligadas, ou das empresas nas quais o nosso investimento é minoritário, ou de empresas nas quais podemos vir a investir no futuro, podem afetar negativamente nossas estratégias, resultados operacionais e condições financeiras.
- A conclusão tardia de projetos de construção ou a capitalização tardia de novos investimentos em nossas empresas de geração, transmissão e distribuição podem afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.
- O nível de inadimplemento dos nossos clientes pode prejudicar nossos negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira, bem como os de nossas subsidiárias.
- A sustentabilidade econômico-financeira da CEMIG D está diretamente relacionada à efetividade das ações de controle das perdas de energia, e aos limites regulatórios para perdas de energia estabelecidos para a distribuidora. Caso a CEMIG D não seja bem-sucedida em controlar perdas de energia, pode haver um efeito substancial e adversa sobre nossos negócios, operações, lucros e situação financeira.
- As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético brasileiro. Falhas em barragens podem gerar graves impactos às comunidades afetadas e à Companhia.
- Podemos ser responsabilizados por impactos em nossa própria força de trabalho, na população e no meio ambiente, devido a acidentes relacionados aos nossos sistemas e instalações de geração, transmissão e distribuição.
- Requerimentos e restrições impostas por agências ambientais podem exigir que a Companhia assuma custos adicionais.
- Ataques cibernéticos, ou violação da segurança de nossos dados que venham a ocasionar interrupção de nossas operações ou vazamento de informações confidenciais seja da Companhia ou de nossos clientes, terceiros ou partes interessadas, podem causar perdas financeiras, exposição legal, danos à reputação ou outras consequências negativas graves para a Companhia.
- Falhas na segurança de nossos bancos de dados contendo dados pessoais de clientes, bem como eventos relacionados à não conformidade com a legislação referente à privacidade e proteção de dados podem ter um efeito adverso em nossos negócios, resultados das operações e/ou reputação.
- Aumentos de energia gerada pela geração distribuída (MMGD) na área de concessão do CEMIG D podem causar um desequilíbrio em seus fluxos de caixa e resultados financeiros.
- Aumentos dos preços de compra de energia podem gerar um descasamento do fluxo de caixa da CEMIG D.
- O fornecimento de energia no Brasil depende intensamente de hidrelétricas, que por sua vez dependem de condições climáticas para produzir energia. Condições hidrológicas desfavoráveis que resultem em uma redução da geração de energia hidrelétrica podem afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e/ou condição financeira.
- As regras para a comercialização de energia e as condições de mercado podem afetar os preços de venda de energia.
- Estamos sujeitos às leis e regulamentos anticorrupção, antissuborno, antilavagem de dinheiro e antitruste no Brasil.
- Podemos estar expostos a comportamentos incompatíveis com nossos padrões de ética e conformidade, e podemos não ser capazes de preveni-los, detectá-los ou remediá-los a tempo, o que pode causar efeitos adversos relevantes em nossos negócios, resultados operacionais, condição financeira e/ou reputação.
- Um membro do nosso conselho de administração é parte em processos judiciais
- Os múltiplos usos da água e os diversos interesses relacionados a este recurso natural poderão motivar conflitos de interesse entre a CEMIG e a sociedade como um todo, o que pode ocasionar prejuízos aos nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

- Somos controlados pelo governo do Estado de Minas Gerais, que pode ter interesses diferentes dos interesses de nossos outros investidores, ou mesmo da Companhia.
- Nossos processos de Governança, Gestão de Riscos, Compliance e Controles Internos podem não conseguir evitar penalidades regulatórias, danos à nossa reputação, ou outros efeitos adversos aos nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.
- A escassez potencial de pessoal qualificado nas áreas operacionais pode afetar adversamente nossos negócios e os resultados das operações.
- Nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.
- A agência reguladora, ANEEL, possui discricionariedade para estabelecer as tarifas que as distribuidoras cobram de seus clientes. Tais tarifas são definidas de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão celebrados com a ANEEL.
- A ANEEL, através de contratos de concessão, estabelece as Receitas Anuais Permitidas ('RAP') das nossas empresas de transmissão; e caso um desses reajustes resulte em redução de RAP, isso podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos resultados operacionais e/ou condição financeira.
- Temos responsabilidade objetiva por quaisquer danos causados a terceiros decorrentes da prestação inadequada de serviços energéticos.
- Podemos incorrer em prejuízos e danos à reputação relativos a processos judiciais pendentes.
- Regulamentações ambientais exigem que realizemos estudos de impacto ambiental dos futuros projetos e que obtenhamos autorizações em conformidade com a regulamentação.
- Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil de terceiros.
- O seguro contratado por nós pode ser insuficiente para ressarcir eventuais danos.
- Greves, paralisações ou distúrbios trabalhistas por parte de nossos funcionários ou de funcionários de nossos fornecedores ou empresas contratadas podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e/ou nossos negócios.
- Uma parcela substancial dos ativos da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos e não está disponível para a vinculação como garantia para a execução de qualquer decisão judicial.
- As alterações climáticas podem ter impactos significativos nas nossas atividades de distribuição, geração e transmissão.
- O insucesso no cumprimento de diretrizes Ambientais, Sociais e de Governança (ESG, sigla em inglês) pode afetar adversamente nossos negócios, nossa reputação, e nossos resultados de operações.
- Um surto de doenças ou epidemias, como a pandemia de Covid-19, pode afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.
- Impactos do conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia, e do conflito entre Israel e Hamas, ou qualquer alastramento desses conflitos, pode ter um efeito adverso significativo na economia global, em determinados preços de materiais e de commodities, e potencialmente no nosso negócio.

Riscos relacionados ao Brasil

- Instabilidades políticas no Brasil podem ter efeitos na economia e nos afetar.
- O Governo Federal exerceu, e continua exercendo, influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre os nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e prospectos.

- A estabilidade do Real é influenciada pelo seu relacionamento com o Dólar norte-americano, a inflação, e a política cambial do governo brasileiro. Nossos negócios podem ser adversamente afetados por qualquer nova volatilidade que afete nossas recebíveis e obrigações atrelados à moeda estrangeira, bem como aumentos nas taxas de juros vigentes no mercado.
- A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil e podem ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, resultados de operações, condição financeira, e o preço de mercado de nossas ações.

Riscos relacionados com as Ações Preferenciais e Ordinárias, bem como com as ADSs de nossas Ações Preferenciais e Ordinárias

- A instabilidade da taxa de câmbio pode afetar negativamente o valor das remessas de dividendos para fora do Brasil e o preço de mercado das ADSs.
- Alterações nas condições econômicas e de mercado em outros países, em especial nos países da América Latina e nos países de mercado emergente, poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, e das ADSs de nossas ações preferenciais e/ou ordinárias.
- A relativa volatilidade e falta de liquidez do mercado de valores mobiliários brasileiros podem prejudicar nossos acionistas.
- Detentores de ADSs de ações preferenciais e/ou ordinárias, e detentores de nossas ações, podem ter direitos de acionista diversos daqueles conferidos aos detentores de ações de companhias dos Estados Unidos.
- Controles e restrições cambiais sobre remessas ao exterior podem prejudicar detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.
- Os acionistas estrangeiros podem não ser capazes de executar, contra a Companhia, ou contra nossos conselheiros ou diretores, sentenças proferidas por tribunais em jurisdições fora do Brasil.
- Permutar ADSs de ações preferenciais ou ordinárias por ações que lhe são subjacentes poderá ter consequências desfavoráveis.
- Um investidor de nossas ações ordinárias ou preferenciais ou das ADSs delas poderia não conseguir exercer direitos de preferência e *tag-along* em relação as nossas ações.
- As sentenças de tribunais brasileiros referentes às nossas ações serão pagas apenas em Reais.
- A venda de número significativo de ações, ou a percepção de que aludida venda possa ocorrer, poderia afetar adversamente o preço vigente de nossas ações, ou das ADSs das nossas ações preferenciais ou ordinárias, no mercado.
- As ações preferenciais e ADSs de ações preferenciais geralmente não têm direito a voto, e as ADSs de ações ordinárias só podem ser votadas por procuração, por meio do envio de instrução de voto ao depositário.
- Emissões de ações no futuro podem diluir as participações de atuais detentores de nossas ações ou ADSs e poderiam afetar significativamente o preço de mercado de tais títulos.
- O governo brasileiro pode determinar que a tributação de ADSs de Detentores Não-residentes deve ser paga no Brasil.

PARTE I

Item 1. Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Relevantes

A. [Reservado]

Não aplicável.

B. Capitalização e Endividamento

Não aplicável.

C. Razões para a Oferta e Uso de Recursos

Não aplicável.

D. Fatores de Riscos

O investidor deverá levar em consideração os riscos a seguir, bem como as demais informações contidas no presente Relatório Anual, ao avaliar um investimento em nossa Companhia.

Riscos relacionados à CEMIG

Não temos certeza se novas concessões ou autorizações, conforme aplicável, serão obtidas, ou se nossas concessões ou autorizações atuais serão prorrogadas em termos similares àqueles atualmente em vigor ou se as compensações recebidas por nós em caso de não prorrogação serão suficientes para abranger o valor integral de nosso investimento.

Operamos a maior parte de nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia e serviços relacionados sob contratos de concessão firmados com o Governo Federal brasileiro ou de acordo com autorizações concedidas a empresas do Grupo CEMIG. A Constituição brasileira determina que todas as concessões relacionadas aos serviços públicos devem ser concedidas através de um processo de licitação. Em 1995, para implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, denominados coletivamente como a 'Lei de Concessões', os quais regem os procedimentos de licitação do setor de energia.

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal publicou a Medida Provisória 579 ('MP 579'), mais tarde convertida na Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013 ('Lei 12.783/13'), que dispõe sobre as prorrogações das concessões outorgadas antes da Lei 9.074/95. A Lei 12.783/13 determina que, a partir de 12 de setembro de 2012, as concessões anteriores à Lei 9.074/95 podem ser prorrogadas uma vez, por até 30 anos, desde que a operadora da concessão aceite e cumpra certas condições especificadas na referida lei. Com relação às atividades de geração, a Companhia optou por não aceitar o mecanismo oferecido para prorrogar as concessões de geração que expirariam no período de 2013 a 2017. Estas concessões eram: Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Volta Grande, Camargos, Peti, Piau, Gafanhoto, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Dona Rita, Sumidouro, Poquim e Anil.

Diante da publicação do Edital para o Leilão de Geração nº 12/2015 em 7 de outubro de 2015 ('Leilão 12/2015'), que contemplava o contexto regulatório revisado para renovação de concessões de usinas existentes, como estabelecido na Lei 13.203 de 8 de dezembro de 2015 ('Lei 13.203/2015'), o Conselho de Administração da Companhia autorizou a participação da CEMIG Geração e Transmissão S.A. (CEMIG GT) em um leilão, realizado em 25 de novembro de 2015, no qual a CEMIG GT logrou êxito. No leilão, a CEMIG GT arrematou o Lote 'D', composto por 18 usinas hidrelétricas, por 30 anos: Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Cajuru, Gafanhoto, Martins, Marmelos, Joasal, Paciência,

Piau, Coronel Domiciano, Tronqueiras, Peti, Dona Rita, Sinceridade, Neblina e Ervália. A capacidade total instalada nessas usinas é de 699,5 MW, e sua energia assegurada é 420,2 MW médios.

Em 9 de setembro de 2020, foi sancionada a Lei 14.052, alterando a Lei 13.203/2015 e estabelecendo novas condições para renegociação do risco hidrológico referente à parcela de custos incorridos devido ao GSF (*Generation Scaling Factor* – Fator de ajuste da energia), suportados pelos detentores de hidrelétricas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) desde 2012, quando houve uma grave crise nas fontes de água. A compensação para detentores de hidrelétricas foi concedida através da extensão do período de concessão para as centrais de geração e foi reconhecida como ativo intangível em troca de uma compensação dos custos de eletricidade. Esta renegociação representa um progresso importante para o setor de eletricidade, reduzindo os níveis de litígio – e para a CEMIG, na medida em que permite a extensão dos períodos das suas concessões de geração. Os períodos de prorrogação aprovados pela ANEEL por meio das Resoluções Normativas 2.919/2021 e 2.932/2021 estão indicados na tabela abaixo:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Extensão da concessão (dias)	Novo prazo de concessão
Emborcação	1.192	672	26 de maio de 2027
Nova Ponte	510	750	12 de agosto de 2027
Irapé	399	934	19 de setembro de 2037
Três Marias	396	2.555	3 de janeiro de 2053
Salto Grande	102	2.555	3 de janeiro de 2053
Sá Carvalho	78	635	28 de agosto de 2026
Rosal	55	1.314	13 de dezembro de 2035
Outras (1)	353	–	–

(1) Inclui 20 usinas, das quais 3 são de propriedade da CEMIG GT, 1 é de propriedade da CEMIG PCH, 3 são de propriedade da Horizontes, e as outras são de propriedade de empresas afiliadas da CEMIG. Os períodos de extensão da concessão, em dias, variam entre 252 e 2.555 dias.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal em relação a novos contratos de concessão ou autorizações (dependendo do caso), e à renovação de concessões e autorizações existentes, bem como das disposições da Lei 12.783/13, conforme alterada, sobre renovação de contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição, não podemos garantir que: (i) novas concessões ou autorizações serão obtidas; ou (ii) nossas concessões ou autorizações atuais serão prorrogadas em termos semelhantes àqueles atualmente em vigor; ou, ainda, que (iii) as compensações recebidas nos eventos de não prorrogação de uma concessão ou autorização serão o suficiente para abranger o valor integral de nosso investimento. Caso não formos capazes de estender ou obter novas concessões ou autorizações, pode haver um efeito material adverso em nossos negócios, nos nossos resultados operacionais e na nossa condição financeira. Para mais informações sobre a renovação de nossas concessões e autorizações, veja Item 8. – Informações Financeiras – Processos Judiciais e Administrativos.

Nossas subsidiárias podem sofrer intervenção do Poder Público com o fim de assegurar a adequação na prestação de serviços, ou ser sancionadas pela ANEEL em função do descumprimento de seus contratos de concessão ou autorizações concedidas a elas, o que pode resultar em multas, outras penalidades e/ou, dependendo da gravidade do descumprimento, caducidade dos contratos de concessão ou revogação das autorizações.

Realizamos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal, por intermédio da ANEEL, ou nos termos das autorizações concedidas às companhias do Grupo CEMIG, conforme o caso. A ANEEL pode impor penalidades ou revogar uma concessão ou autorização caso deixemos de cumprir qualquer disposição dos contratos de concessão ou autorizações, inclusive aquelas relacionadas ao cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos.

Dependendo da gravidade da inobservância, essas penalidades poderão incluir:

- multas por quebra contratual de até 2.0% das receitas da concessionária no exercício imediatamente anterior à data do inadimplemento contratual;
- liminares relacionadas à construção de novas instalações e equipamentos;

- suspensão temporária de participação em processos licitatórios para outorga de novas concessões por um período de até dois anos;
- intervenção pela ANEEL na administração da concessionária infratora;
- revogação da concessão; e/ou
- execução das garantias relacionadas à concessão.

Além disso, o Governo Federal brasileiro pode revogar qualquer uma de nossas concessões ou autorizações antes da expiração do prazo da concessão, em caso de falência ou dissolução, ou por rescisão legal, se isso for considerado como sendo de interesse público. Pode ainda intervir nas concessões com o fim de assegurar a adequação na prestação dos serviços, bem como o fiel cumprimento das disposições contratuais, autorizações, regulamentos e legislação pertinentes, e em casos em que tem preocupação sobre a operação das instalações da Companhia.

Atrasos na implementação e construção de nova infraestrutura de energia podem resultar na imposição de penalidades regulatórias por parte da ANEEL, que, de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019, podem ser desde advertências, até o cancelamento de concessões ou autorizações. Qualquer indenização que venhamos a receber quando da rescisão do contrato de concessão ou da revogação de uma autorização pode não ser suficiente para compensar o valor integral de certos investimentos. Se quaisquer dos contratos de concessão forem rescindidos por nossa culpa, o valor efetivo da indenização poderá ser reduzido em função de multas ou outras penalidades. A imposição de multas ou penalidades ou a rescisão antecipada ou revogação pela ANEEL de quaisquer de nossos contratos de concessão ou autorizações, ou qualquer falha em receber uma compensação suficiente para os investimentos que fizemos, pode afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, e nossa capacidade de cumprir as nossas obrigações de pagamento.

As regras do Quinto Aditivo do contrato de concessão de distribuição entraram em vigor em 2016. Eles contêm novas metas de qualidade de serviço e requisitos relacionados à sustentabilidade econômica e financeira da CEMIG D. Essas metas devem ser cumpridas ao longo dos 30 anos da concessão. O cumprimento dessas metas é avaliado anualmente, e o descumprimento pode resultar na obrigação da CEMIG em realizar aporte de capital na CEMIG D ou pode implicar na limitação de distribuição de dividendos ou no pagamento de juros sobre o capital pela CEMIG D à CEMIG. De acordo com as regulamentações da ANEEL, em caso de falha no cumprimento de metas globais anuais de indicadores de continuidade coletiva por dois anos consecutivos, ou três vezes em cinco anos, ou em qualquer momento nos últimos cinco anos da vigência do contrato, a distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio pode ser limitada até que o cumprimento seja retomado.

Além disso, o contrato de concessão da Gasmig S.A. ('Gasmig') estabelece que no evento de descumprimento de qualquer disposição do Contrato de Concessão, inclusive atrasos ou não cumprimento das metas previstas neste, o Estado de Minas Gerais poderá impor penalidades à Gasmig. Dependendo da gravidade do incumprimento, as sanções aplicáveis incluem avisos e intervenção. A Gasmig não pode garantir que não será penalizada por descumprimentos do seu contrato de concessão, nem que o seu contrato de concessão não será revogado no futuro. A indenização a que essa subsidiária tem direito na ocorrência de eventual revogação de sua concessão poderá não ser suficiente para recuperação do valor integral de certos ativos. Por conseguinte, a imposição de sanções à Gasmig ou a revogação da sua concessão poderá acarretar efeito adverso relevante sobre a situação financeira e resultados das operações da Gasmig e da Companhia.

Estamos sujeitos a extensa legislação e regulamentação governamental, e eventuais alterações podem causar um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Nossas operações são altamente regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal, por meio do MME, da ANEEL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico ('ONS'), e de outras autoridades regulatórias. Essas autoridades têm um grau substancial de influência em nossos negócios. O MME, a ANEEL e o ONS têm autoridade discricionária para implementar e alterar políticas, interpretações e regras aplicáveis a diferentes aspectos de nosso negócio, particularmente operações, manutenção, saúde e segurança, a contraprestação a ser recebida, e inspeção. Qualquer medida regulatória significativa implementada por tais autoridades pode resultar em uma sobrecarga expressiva em

nossas atividades, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O Governo Federal vem implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro. Como parte da reestruturação do setor, a Lei Federal 10.848, de 15 de março de 2004, introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor energético brasileiro. Essa estrutura regulatória vem sofrendo diversas alterações nos últimos anos, sendo as modificações mais recentes inseridas via Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/13, que dispõe sobre a prorrogação de algumas das concessões outorgadas antes da Lei 9.074/1995. De acordo com a referida norma, tais concessões podem ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, a critério do poder concedente, a partir de 12 de setembro de 2012.

O projeto de lei PL 414/2021 (anteriormente PLS 232/2016) está sendo discutido na Câmara dos Deputados. Este projeto de lei propõe alterações a importantes legislações no setor da eletricidade, com o objetivo de melhorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico, com vista à expansão do mercado livre, entre outras medidas.

Além disso, não podemos garantir que medidas tomadas futuramente pelo Governo Federal, em relação ao desenvolvimento do sistema energético, não irão afetar negativamente nossas atividades. E ainda, não somos capazes de prever a que extensão tais medidas podem nos afetar. Se formos requeridos a conduzir nossos negócios e operações de uma forma substancialmente diferente da prevista em nosso plano de negócios, nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira podem ser afetados negativamente.

Alterações na legislação tributária brasileira ou conflitos relacionados à sua interpretação podem nos afetar adversamente.

Os governos federal, estadual e municipal brasileiros tem implementado regularmente mudanças em políticas fiscais que têm efeito sobre nós. Essas mudanças incluem a criação e alteração de impostos e taxas, permanentes ou temporários, relacionados a propósitos específicos do governo. Algumas dessas medidas governamentais podem aumentar nossa carga tributária, o que pode afetar nossa lucratividade, e conseqüentemente a nossa condição financeira. Não podemos garantir que seremos capazes de manter nosso fluxo de caixa e nossa lucratividade após um aumento de impostos e taxas que incidam sobre nós, o que pode resultar em efeitos adversos significativos para a Companhia.

Estamos sujeitos a restrições em nossa capacidade de fazer investimentos de capital e de contratar dívidas, o que poderia afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira.

A nossa capacidade de realizar o nosso programa de investimentos de capital depende de vários fatores, incluindo a nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, o acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e vários fatores operacionais e de outros tipos. Além disso, nossos planos para expandir nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos à conformidade com os processos de licitação competitivos. Estes processos de licitação são regidos pela Lei 13.303/2016 (a 'Lei das Estatais').

Com relação aos empréstimos de terceiros: (i) na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a regras e limites atinentes ao nível de crédito aplicável ao setor público, incluindo normas estabelecidas pelo Conselho Monetário Nacional ('CMN') e pelo Banco Central do Brasil; e (ii) estamos sujeitos a regras e limites estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que regulamenta o endividamento para empresas no setor energético. Além disso, embora tenhamos acesso aos mercados de capitais internacionais e locais, por ser uma empresa estatal nossa permissão de se financiar com recursos de bancos comerciais locais está limitada aos casos nos quais: (i) a dívida seja garantida por recebíveis, ou (ii) os recursos estejam concedidos por bancos federais brasileiros, em operações para refinarçar obrigações financeiras contratadas com entidades do sistema financeiro brasileiro. Além disso, estamos sujeitos a certas condições contratuais estipuladas em nossos instrumentos de dívida existentes, e podemos contratar novos empréstimos que contenham estipulações restritivas ou cláusulas semelhantes que possam restringir a nossa flexibilidade operacional. Essas restrições podem também afetar nossa capacidade de obter novos empréstimos necessários para financiar nossas atividades e nossa estratégia de crescimento, e para fazer frente às nossas obrigações financeiras a vencer, o que pode afetar adversamente nossa capacidade de cumprir com nossas obrigações

financeiras. Temos contratos de financiamento e outras obrigações de dívida que contêm cláusulas financeiras restritivas (*covenants*), incluindo debêntures do mercado local brasileiro e *Eurobonds* no mercado internacional.

No final de 2023, temos R\$ 9.6 bilhões de dívida com cláusulas restritivas, e qualquer violação pode ter graves consequências negativas para nós.

Se, por exemplo, rompermos um *covenant* sob as Notas Seniores de 9,25% da CEMIG GT com vencimento em 2024 (*'Eurobonds'*), estaríamos sujeitos a um aumento de juros ou à antecipação de certas dívidas como resultado de cláusulas de inadimplemento cruzado (*cross-default*) sob certos outros contratos de dívida nossos. Da mesma forma, se a Companhia violar uma cláusula financeira restritiva (*covenant*) sob nossa emissão de debêntures, os debenturistas podem acelerar o vencimento da dívida em uma reunião organizada pelo agente fiduciário, a menos que 75% dos debenturistas decidam o contrário. Qualquer antecipação dos vencimentos de nossas dívidas poderia ter um efeito adverso significativo sobre nossa situação financeira e poderia desencadear cláusulas de inadimplemento cruzado (*cross-default*) em outros instrumentos financeiros. No caso de uma inadimplência e antecipação de dívida, nossos ativos e fluxo de caixa podem não ser suficientes para quitar completamente as dívidas ou cumprir com os serviços de tal dívida. No passado, em certas ocasiões, não conseguimos cumprir certas cláusulas financeiras restritivas (*covenants*) que tinham condições mais restritivas do que as atualmente vigentes. Apesar de termos sido capazes de obter *waivers* de nossos credores com relação a tais descumprimentos, nenhuma garantia pode ser dada de que seremos bem-sucedidos em obter algum *waiver* no futuro.

A redução na nossa classificação (rating) de risco de crédito ou nas classificações de crédito soberano do Brasil pode afetar adversamente a disponibilidade de novos financiamentos e aumentar o nosso custo de capital.

As agências de classificação de risco de crédito Standard e Poor's, Moody's e Fitch Ratings atribuem uma classificação à Companhia e seus títulos de dívida no âmbito brasileiro, e também uma classificação para a Companhia em âmbito global. Os ratings refletem, entre outros fatores: a perspectiva para o setor energético brasileiro; as condições hídricas do Brasil; a conjuntura política e econômica; risco país; e a nota de classificação de risco e perspectivas para o acionista controlador da Companhia, o Estado de Minas Gerais. Caso os nossos ratings sejam rebaixados devido a fatores externos, ou ao nosso desempenho operacional ou a altos níveis de endividamento, nosso custo de capital pode aumentar e afetar negativamente a nossa capacidade de cumprir as *covenants* financeiras existentes nos instrumentos que regulam nossa dívida. Além disso, nossos resultados operacionais ou financeiros, e a disponibilidade de financiamentos no futuro, podem ser adversamente impactados. Ademais, eventuais rebaixamentos nos ratings soberanos brasileiros podem afetar adversamente a percepção de risco em relação a valores mobiliários de emissores brasileiros e, como resultado, aumentar o custo de quaisquer emissões futuras de títulos de dívida. Quaisquer reduções em nossos ratings ou nos ratings soberanos do Brasil podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e financeiros, bem como nosso futuro acesso a financiamentos.

Interrupções das operações de nossos serviços, ou daquelas de nossas subsidiárias, ou degradação da sua qualidade, podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

A operação de um sistema complexo que interconecta várias usinas de geração de energia com grandes redes de transmissão e distribuição envolve vários riscos, dificuldades operacionais e interrupções inesperadas, causadas por acidentes, falhas de equipamentos, desempenho abaixo do esperado ou desastres (tais como explosões, incêndios, eventos climáticos, inundações, deslizamentos de terra, sabotagem, terrorismo, vandalismo ou outros eventos semelhantes). Em caso de qualquer tal ocorrência, a cobertura de seguro de riscos operacionais pode ser insuficiente para ressarcir integralmente os danos a ativos ou custos de interrupções de serviço incorridos. Além disso, as decisões do Operador da Rede Nacional, ou atos da agência reguladora, ou demandas da Autoridade Ambiental, podem afetar nossos negócios negativamente.

A receita da Companhia depende fortemente da disponibilidade de equipamentos, da qualidade do serviço e da conformidade regulatória dos ativos e instalações que constrói, opera e mantém. A não conformidade pode levar a perdas comerciais e operacionais. Por exemplo, o negócio de distribuição pode ser penalizado no processo de revisão tarifária com um 'fator X' mais alto, reduzindo sua expectativa de receita anual; o negócio de transmissão pode ter

sua receita anual permitida reduzida devido a qualquer indisponibilidade de qualquer ativo; e os ganhos do negócio de geração podem ser afetados se uma usina não atender a uma disponibilidade mínima, já que quando a geração de hidroeletricidade é menor que a energia previamente contratada, a falta de energia equivalente deve ser adquirida no preço de curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças – ‘PLD’), que é altamente volátil. Penalidades e pagamentos de compensações financeiras são aplicáveis, dependendo da abrangência, gravidade e duração da indisponibilidade dos serviços ou equipamentos. Desse modo, interrupções em nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, subestações ou redes, podem causar um efeito adverso significativo em nossos negócios, condição financeira e/ou resultados operacionais.

Temos um endividamento considerável e estamos expostos a limitações de liquidez — fator que pode tornar mais difícil a obtenção de financiamentos para os investimentos planejados, e pode impactar negativamente nossas condições financeiras e nossos resultados operacionais.

A fim de financiar os investimentos de capital necessários para fazer frente aos nossos objetivos de crescimento de longo prazo, possuímos um endividamento substancial. Em 31 de dezembro de 2023, nosso total de empréstimos e debêntures (incluindo juros) foi de R\$ 9,831 milhões – uma diminuição de 7,1% em relação aos R\$ 10,580 milhões relatados em 31 de dezembro de 2022, que por sua vez representou uma diminuição de 6,9% em relação aos R\$ 11,364 milhões em 31 de dezembro de 2021. Em 31 de dezembro de 2023, 53,4 % de nossos empréstimos e debêntures, que perfazem R\$ 5,247 milhões, têm vencimentos dentro dos próximos dois anos. A fim de fazer frente aos nossos objetivos de crescimento, manter nossa capacidade de financiar nossas operações e cumprir com os vencimentos de nossa dívida, necessitaremos levantar capital na forma de dívida de diversas fontes de financiamento. Para honrar sua dívida, após cumprir as metas de investimentos de capital, a Companhia se baseou em uma combinação de: fluxo de caixa de suas operações; alienação de ativos; utilização das suas linhas de crédito disponíveis; seu saldo de caixa e aplicações financeiras de curto prazo; e a contratação de endividamento adicional.

Qualquer redução das nossas classificações de crédito pode ter consequências adversas sobre a capacidade de a Companhia obter financiamento ou pode gerar impactos sobre os custos de financiamento, também aumentando a dificuldade ou o custo do refinanciamento das obrigações que estejam vencendo. Se, por qualquer razão, a Companhia encontrar dificuldades ao acessar financiamentos, isso pode prejudicar a capacidade de realizar os investimentos de capital nos montantes necessários para manter o atual nível de investimentos ou as metas de longo prazo, podendo prejudicar, ainda, a capacidade de cumprir pontualmente os pagamentos das obrigações de amortização do principal e dos juros frente aos credores. A redução dos investimentos de capital da Companhia ou a venda de ativos pode afetar significativamente os resultados operacionais.

Não Podemos garantir a velocidade da nossa capacidade de implementar inovações e das nossas respostas a mudanças pelas quais o setor de energia está passando com o avanço da tecnologia

O setor de eletricidade está passando por transformações significativas devido ao avanço constante da tecnologia. As inovações tais como fontes de energia renovável, formas avançadas de armazenamento de energia e tecnologias inteligentes de transmissão estão transformando o panorama do setor. Os principais riscos associados a não inovar ou não inovar na velocidade apropriada são:

- **Competitividade e Participação de Mercado:** A incapacidade de manter a atualização em relação a inovações pode resultar na perda de competitividade e participação de mercado para companhias mais ágeis e mais avançadas tecnologicamente.
- **Impacto sobre a eficiência operacional:** A falta de inovação pode afetar a eficiência operacional, resultando em custos mais elevados e reduções na margem de lucro.
- **Reputação da marca:** Uma imagem da marca associada com falta de inovação pode afetar a confiança dos diferentes públicos envolvidos com a companhia, incluindo clientes, investidores e agências reguladoras.

Entretanto, se tivermos dificuldades em adaptar a mudanças no setor, incorporando inovações dentro de prazos adequados, pode haver efeitos adversos sobre nossos negócios, nossas condições financeiras e os resultados das nossas operações.

A nossa estratégia para maximizar o valor para os acionistas da CEMIG depende de fatores externos que poderiam impedir o sucesso da sua implementação.

A estratégia da CEMIG para maximizar o valor acionista na Companhia baseia-se em três pilares:

- Desinvestimentos: ativos não estratégicos ou de baixa sinergia ou baixo retorno, e ofertas oportunas.
- Expansão: principalmente por meio de investimentos em nossas concessões de distribuição e transmissão, projetos partindo do zero em fontes renováveis e via renovação de concessões de geração de energia elétrica.
- Gestão: melhoria de sinergias, e aprimoramento da estrutura de capital, da política de distribuição e da governança.

Todos estes pilares podem ser afetados por fatores externos que estejam fora do controle da Sociedade, em especial quaisquer transações de alienação que devam ter em consideração riscos específicos associados a cada negócio relacionado, tais como desempenho (técnico, operacional, comercial e financeiro), riscos de mercado, riscos setoriais e riscos macroeconômicos nacionais e internacionais (por exemplo, volatilidade do mercado). Além disso, qualquer fechamento de operação de alienação dependerá do desenvolvimento favorável das negociações com potenciais investidores no que respeita às condições das eventuais transações. A Companhia não pode dar garantias de que fatores fora de seu controle não prejudicarão a implementação de suas estratégias para maximizar o valor para o acionista.

Poderemos não ser capazes de implementar os nossos planos estratégicos de longo prazo dentro do cronograma pretendido, ou sem incorrer em custos imprevistos, o que pode ter consequências adversas para o nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras.

A nossa capacidade de cumprir as nossas metas estratégicas depende, em grande parte, da implementação bem-sucedida, econômica e conveniente em termos de tempo da nossa estratégia de longo prazo e do nosso Plano de Negócios Plurianual. Seguem alguns dos fatores que podem afetar negativamente a implementação dos nossos planos estratégicos:

- Incapacidade de gerar fluxos de caixa ou de obter o financiamento futuro necessário para a execução de projetos ou objetivos estratégicos específicos.
- A incapacidade de obter licenças e aprovações governamentais necessárias.
- Problemas imprevistos de engenharia e ambientais.
- Atrasos inesperados nos processos de expropriação e estabelecimento de direitos de servidão.
- Indisponibilidade de força-de-trabalho ou equipamento necessário.
- Greves.
- Atrasos na entrega de equipamentos por fornecedores.
- Atrasos resultantes de falhas de fornecedores ou terceiros no cumprimento das suas obrigações contratuais.
- Atrasos ou paralisações causados por fatores climáticos ou restrições ambientais.
- Mudanças na legislação ambiental, criando novas obrigações e causando custos adicionais para projetos.
- Instabilidade jurídica causada por questões políticas.
- Alterações substanciais nas condições econômicas, regulatórias, hidrológicas ou outras.

A ocorrência dos fatores acima referidos, separadamente ou em conjunto, poderia conduzir a um aumento significativo dos custos e poderia atrasar ou impedir a implementação de iniciativas, comprometendo,

consequentemente, a execução dos nossos planos estratégicos e afetar negativamente os nossos resultados operacionais e financeiros.

Além disso, por sermos uma sociedade de economia mista controlada pelo Estado de Minas Gerais, estamos sujeitos a alterações em nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva em decorrência de mudanças no Poder Executivo do Estado devido ao processo eleitoral ou devido à instabilidade política. Estes tipos de alterações podem afetar adversamente a continuidade da estratégia da Companhia.

Os resultados financeiros e operacionais de nossas controladas, controladas em conjunto e coligadas, ou das empresas nas quais o nosso investimento é minoritário, ou de empresas nas quais podemos vir a investir no futuro, podem afetar negativamente nossas estratégias, resultados operacionais e condições financeiras.

Detemos participações e fazemos negócios através de várias subsidiárias e investidas, incluindo empresas com ativos nos setores de geração, transmissão, distribuição de energia e gás natural, e outros negócios relacionados. O futuro desenvolvimento das nossas subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas, tais como a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ('TAESA'), Aliança Geração de Energia S.A. ('Aliança') e Norte Energia S.A. ('NESA') poderia ter um impacto significativo em nossos negócios e resultados operacionais. A capacidade da Companhia de cumprir suas obrigações financeiras está correlacionada, em parte, com o fluxo de caixa e os lucros de suas subsidiárias e investidas, e a distribuição à Companhia por tais empresas de lucros sob a forma de dividendos ou outros adiantamentos ou pagamentos. Se a capacidade dessas empresas de gerar lucros e fluxos de caixa for reduzida, isso pode causar uma redução de dividendos e juros sobre o capital pagos à Companhia, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre os resultados das nossas operações e posição financeira.

Além disso, as investidas podem não atingir os resultados estimados quando foram adquiridos. O processo de integração de alguma empresa adquirida poderia sujeitar a empresa a certos riscos, como, por exemplo, os seguintes: (i) despesas não previstas; (ii) impossibilidade de integrar as atividades das empresas adquiridas no sentido de obter as economias de escala e os ganhos de eficiência previstos; (iii) possíveis atrasos relacionados à integração das operações das companhias; (iv) exposição a potenciais contingências; (v) ações movidas contra a empresa adquirida desconhecidas no momento de sua aquisição; (vi) licenças e responsabilidades ambientais, (vii) risco hidrológico, (viii) operação e controle do sistema de energia e (ix) reivindicações em geral. A Companhia pode não ser bem-sucedida ao lidar com estes ou outros riscos, ou problemas relacionados a qualquer outra operação de aquisição futura e ser afetada negativamente pelas empresas adquiridas ou que venham a ser adquiridas.

Algumas das nossas subsidiárias e investidas poderão, no futuro, celebrar acordos com credores que possam restringir pagamentos de dividendos ou outras transferências de fundos para a Companhia. Estas subsidiárias são pessoas jurídicas independentes. Qualquer direito que possamos ter em relação ao recebimento de ativos ou outros pagamentos em face de liquidação ou reorganização de qualquer subsidiária pode ser subordinado estruturalmente a exigências dos credores de tal sociedade (incluindo autoridades tributárias, credores comerciais e financiadores de tais subsidiárias). Qualquer deterioração nos resultados operacionais ou nas condições financeiras destas subsidiárias, e quaisquer sanções ou penalidades impostas sobre elas, podem ter um efeito material adverso sobre os resultados operacionais ou sobre as condições financeiras da Companhia.

A conclusão tardia de projetos de construção ou a capitalização tardia de novos investimentos em nossas empresas de geração, transmissão e distribuição podem afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.

Estamos constantemente envolvidos na construção e expansão de nossas plantas, linhas de transmissão, redes e linhas de distribuição e subestações, e consideramos regularmente outros projetos potenciais de expansão. A capacidade da Companhia de concluir projetos dentro dos prazos e dos orçamentos, sem efeitos econômicos adversos, está sujeita a vários riscos. Como exemplos, podemos citar:

- Podem ocorrer complicações nas fases de planejamento e execução de projetos de expansão do sistema elétrico e outros novos investimentos, tais como greves, atrasos por fornecedores de materiais e serviços, atrasos em processos concorrenciais, embargos sobre o trabalho, condições geológicas e climáticas

inesperadas, incertezas políticas e ambientais, instabilidade financeira dos nossos parceiros, empresas contratadas ou subcontratadas, ou escassez de mão-de-obra qualificada no mercado.

- Desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de projetos de expansão.
- Os novos ativos podem funcionar abaixo da capacidade planejada ou o custo relacionado com a sua operação ou instalação pode ser superior ao planejado.
- Dificuldade em obter um capital de giro adequado para financiar projetos de expansão.
- Encerramento não intencional dos ativos de transmissão durante a execução dos projetos de expansão de carga pode reduzir as receitas do negócio de transmissão.
- Recusa pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) a autorizar execução de obras na rede de transmissão, devido a restrições aplicadas ao sistema elétrica.
- Demandas ambientais e/ou reivindicações de comunidades locais durante a construção de usinas de geração, linhas de transmissão, linhas de distribuição, redes de distribuição ou subestações.

Caso enfrentemos esses problemas ou outros relacionados a novos investimentos ou à expansão de nossa capacidade de geração, transmissão ou distribuição, poderemos incorrer em aumento de custos, ou, talvez, redução da rentabilidade, originalmente previstos para os projetos.

O nível de inadimplimento dos nossos clientes pode prejudicar nossos negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira, bem como os de nossas subsidiárias.

Em 31 de dezembro de 2023, os nossos recebíveis em atraso devidos por clientes foram de R\$ 1.810 milhões, em comparação com R\$ 1.825 milhões em 2022. Em 2023, registramos uma provisão para recebíveis duvidosos no montante de R\$ 867 milhões, em comparação com R\$ 820 milhões em 2022.

Existe a possibilidade de não podermos recolher todo o montante dos recebíveis em atraso, devido a eventos fora do controle da Companhia, tais como a possibilidade de o regulador proibir suspensão de serviço. Se não formos capazes de recolher a totalidade ou uma parte dos nossos recebíveis vencidos, ou se incorreremos em perdas que excedam a nossa provisão para contas inadimplentes, pode afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais ou condições financeiras.

A sustentabilidade econômico-financeira da CEMIG D está diretamente relacionada à efetividade das ações de controle das perdas de energia, e aos limites regulatórios para perdas de energia estabelecidos para a distribuidora. Caso a CEMIG D não seja bem-sucedida em controlar perdas de energia, pode haver um efeito substancial e adversa sobre nossos negócios, operações, lucros e situação financeira.

As perdas de energia de uma distribuidora são de dois tipos: perdas técnicas; e perdas não técnicas (i.e. comerciais). As perdas técnicas são inerentes ao processo de transporte e transformação de energia elétrica e ocorrem nos cabos e equipamentos do sistema de energia. As perdas não técnicas representam energia fornecida e não faturada, sendo causadas por conexões ilegais (furto), fraudes, erros de medição ou falhas em processos internos.

O Índice de Perdas Totais da CEMIG, em 31 de dezembro de 2023, utilizando uma janela de 12 meses, foi de 10,71%. Este percentual é calculado em relação ao total de energia injetada no sistema de distribuição (o volume total das perdas foi de 6.239 GWh). Deste percentual, 8,31% se referem a perdas técnicas e 2,40% são perdas não técnicas. Esse resultado foi 0,40 ponto percentual inferior ao resultado de dezembro de 2022 (11,11%) e inferior ao objetivo de regulamentação estabelecido pela ANEEL para 2023 (10,84%).

No que tange à regulamentação, a ANEEL vem se mostrando cada vez mais rigorosa no estabelecimento de metas de limite para as perdas na distribuição. As metas de limite para as perdas não técnicas são estipuladas com base em um modelo de benchmarking que avalia a complexidade socioeconômica de cada área de concessão e a eficiência das distribuidoras no combate às perdas não técnicas de energia.

Para as metas das perdas técnicas, a ANEEL utiliza softwares de medição e de fluxo de potência. Diante desse cenário complexo, que envolve incertezas regulatórias, e mesmo com a implantação de estratégias para redução das perdas técnicas e comerciais, a CEMIG não pode assegurar a adequação às metas de perdas estabelecidas pela ANEEL no curto prazo, o que pode afetar a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia, uma vez que a parcela de perdas de energia de uma distribuidora que exceder os limites regulatórios não pode ser repassada por meio de aumento das tarifas.

As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético brasileiro. Falhas em barragens podem gerar graves impactos às comunidades afetadas e à Companhia.

Em se tratando de barragens, existe um risco intrínseco de ruptura, sejam por fatores internos ou externos às estruturas (como, por exemplo, a ruptura de uma barragem a montante). A gravidade e a natureza do risco não são inteiramente previsíveis. Assim, estamos sujeitos ao risco de uma falha em barragem que poderia ter repercussões muito maiores do que a perda de capacidade de geração hidrelétrica. A falha de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios e ambientais e potencial perda de vidas humanas nas comunidades existentes a jusante de barragens, o que poderia resultar em um efeito adverso significativo na imagem, negócios, resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

Podemos ser responsabilizados por impactos em nossa própria força de trabalho, na população e no meio ambiente, devido a acidentes relacionados aos nossos sistemas e instalações de geração, transmissão e distribuição.

Nossas operações, especialmente aquelas relacionadas a linhas de transmissão e distribuição, apresentam riscos que podem levar a acidentes, como choques, explosões e incêndios. Esses acidentes podem ser causados por ocorrências naturais, erros humanos, falhas técnicas e outros fatores. Como parte significativa de nossas operações é realizada em áreas urbanas, a população é um fator a ser considerado constantemente. Qualquer incidente que ocorra nas nossas instalações ou em áreas ocupadas por seres humanos, seja de forma regular ou irregular, pode resultar em danos graves, tais como perda de vida, danos ambientais e materiais, perda de produção e responsabilidade em processos civis, criminais e ambientais. Esses eventos também podem resultar em danos à reputação, danos financeiros, penalidades para a Companhia e seus executivos e diretores, e/ou dificuldades na obtenção ou manutenção de contratos de concessão e licenças de operação.

Requerimentos e restrições impostas por agências ambientais podem exigir que a Companhia assuma custos adicionais.

Nossas operações relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia, bem como à distribuição de gás natural, estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais e a numerosas exigências atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente. Atrasos ou indeferimentos de pedidos de licença por parte dos órgãos ambientais, bem como nossa eventual impossibilidade de cumprir os requisitos estabelecidos por esses órgãos, durante os processos de licenciamento ambiental podem resultar em custos adicionais, ou mesmo, proibição ou restrição, conforme o caso, de construção ou manutenção desses projetos.

Qualquer descumprimento das leis e regulamentos ambientais, como a construção e operação de uma instalação potencialmente poluidora sem uma licença ou autorização ambiental válida, poderia causar a obrigação de sanar quaisquer danos que venham a ser causados (responsabilidade civil) e resultar na aplicação de sanções penais e administrativas. Com base na legislação brasileira, penas criminais, tais como prisão e restrição de direitos, podem ser aplicadas às pessoas físicas (incluindo administradores de empresas), e penas tais como multas, restrição de direitos ou prestação de serviços à comunidade podem ser aplicadas a pessoas jurídicas. No que diz respeito às sanções administrativas, dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem: (i) impor advertências e multas que variam entre R\$ 50 mil a R\$ 50 milhões; (ii) exigir a suspensão parcial ou total de atividades, (iii) suspender ou restringir benefícios fiscais; (iv) cancelar ou suspender linhas de financiamento provenientes de instituições financeiras governamentais; ou (v) nos proibir de celebrar contratos com órgãos, companhias e autoridades governamentais.

Quaisquer desses eventos podem afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira. Além disso, estamos sujeitos à legislação brasileira que exige pagamento de compensação caso nossas atividades tenham efeitos poluidores. De acordo com a Lei Federal 9.985/2000, Decreto Federal 6848/2009 e o Decreto 45.175/2009 do Estado de Minas Gerais ('Decreto 45.175'), até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido em medidas compensatórias, com base no nível específico de poluição e impacto ambiental do projeto. O Decreto 45.175 também indicou que a taxa de compensação será aplicada retroativamente a projetos implementados anteriormente à promulgação da atual legislação.

Entre as disposições legais que podem levar a investimentos e despesas operacionais está o cumprimento da Convenção de Estocolmo (Stockholm Convention – SC) sobre Poluentes Orgânicos Persistentes, da qual o Brasil é signatário. O Brasil proíbe a produção, importação e a venda de PCBs desde 1981 e vem fazendo esforços visando atingir as metas da SC. Na Cemig, foi removida do sistema elétrico e incinerada quase a totalidade dos equipamentos pesados contaminados com PCB. Os poucos itens pesados do equipamento contaminados com PCB ainda em operação serão devidamente descartados dentro dos prazos da SC. A Cemig está identificando equipamentos menores contaminados com PCB, em conformidade com os critérios estatísticos da legislação brasileira visando ao cumprimento das metas e prazos da SC.

Atualmente, há duas novas legislações relacionadas ao tema: Lei 14.250/2021 e Portaria Interministerial MMA/MME 107/2022. De acordo com essas legislações, a CEMIG já ajustou sua prática, e precisa completar seu inventário de produtos PCB. Poderão ser necessários mais esforços se existirem novas alterações na legislação. Se não pudermos atender aos requisitos técnicos estabelecidos pelas agências ambientais durante o processo de licenciamento, a instalação e a operação de nossos projetos, bem como o desenvolvimento de nossas atividades, podem ser prejudicadas ou dificultadas, o que pode afetar negativamente nossos negócios, condições financeiras, e os resultados das nossas operações. Por último, a adoção ou implementação de novas leis de segurança, saúde e ambiente, novas interpretações da legislação existente, maior rigidez na aplicação da legislação ambiental, ou outros eventos no futuro podem exigir que façamos investimentos adicionais ou incorramos em despesas operacionais adicionais para manter nossas operações atuais. Podem também restringir nossas atividades de produção ou exigir que adotemos outras ações que poderiam ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

Ataques cibernéticos, ou violação da segurança de nossos dados que venham a ocasionar interrupção de nossas operações ou vazamento de informações confidenciais seja da Companhia ou de nossos clientes, terceiros ou partes interessadas, podem causar perdas financeiras, exposição legal, danos à reputação ou outras consequências negativas graves para a Companhia.

Gerimos e armazenamos diversos dados confidenciais relacionadas ao nosso negócio. Nossos sistemas de tecnologia da informação podem ser vulneráveis a uma série de violações e incidentes referentes à segurança cibernética. Hackers podem conseguir invadir nossa rede de segurança e apropriar-se indevidamente de, ou comprometer, informações confidenciais nossas ou de terceiros, criar interrupções no sistema ou causar paralisações. Esses invasores também poderiam desenvolver e propagar vírus, *worms* e outros programas de softwares mal-intencionados que atacam nossos produtos ou exploram qualquer vulnerabilidade de segurança de nossos produtos. Os custos que podemos ter para reparar os mencionados problemas de vulnerabilidades de segurança, seja antes ou depois de incidentes cibernéticos, podem ser significantes. Nossas ações mitigatórias podem não ter êxito, ou resultar em interrupções ou atrasos de nossos serviços, ou perda de atuais ou potenciais clientes, que podem impedir nossas funções críticas.

Ataques bem-sucedidos à segurança dos dados, violações, delitos de funcionários, ou erros humanos ou tecnológicos podem resultar em acesso não autorizado, divulgação, modificação, uso impróprio, perda ou destruição de dados ou sistemas, incluindo dados que nos pertencem ou pertencem a nossos clientes ou a terceiros, ou em roubo de dados sensíveis, regulamentados ou confidenciais, incluindo informações pessoais; em perda de acesso a dados ou sistemas críticos por meio de *ransomware*, de ataques destrutivos ou outros meios; em erros de transação; atrasos de negócios; e interrupções de serviço ou sistema. Observamos um aumento nos ataques de cibersegurança em todo o mundo nos últimos anos.

No caso de tais ações, nós, nossos clientes ou terceiros podemos estar expostos ao risco de perda ou uso indevido dessas informações, resultando em litígio e potencialmente em responsabilidade, danos à nossa marca e à nossa reputação, ou outro tipo de prejuízo aos nossos negócios. Além disso, contamos com fornecedores de infraestrutura terceirizados cujas potenciais vulnerabilidades de segurança podem ter impacto sobre nossos negócios. O ambiente regulatório, no que se refere às questões de segurança cibernética, privacidade e proteção de dados é cada vez mais complexo e pode ter impactos sobre nossos negócios, incluindo aumento de riscos, de custos e de maiores obrigações relacionadas a conformidade com as normas. No ano de 2023 a Cemig não sofreu nenhum incidente de cibersegurança, nem qualquer vazamento de dados, que gerasse impacto sobre a Companhia ou sobre seus negócios, resultados de operações ou condição financeira.

Falhas na segurança de nossos bancos de dados contendo dados pessoais de clientes, bem como eventos relacionados à não conformidade com a legislação referente à privacidade e proteção de dados podem ter um efeito adverso em nossos negócios, resultados das operações e/ou reputação.

Temos bancos de dados contendo dados pessoais coletados de nossos clientes, parceiros e colaboradores. Qualquer uso indevido desses dados, ou falhas no uso correto dos nossos protocolos de segurança, podem afetar negativamente a integridade desses bancos de dados. O acesso não autorizado a informações relativas a nossos clientes, bem como a divulgação não autorizada de informações sensíveis, pode nos sujeitar a ações judiciais e, como consequência, podemos incorrer em passivos financeiros, penalidades e/ou danos à nossa reputação.

A Lei Geral de Proteção de Dados do Brasil ('LGPD') foi promulgada em agosto de 2018 e entrou em vigor em 18 de setembro de 2020, com exceção das sanções administrativas, que foram programadas para entrar em vigor em agosto de 2021. A LGPD estabelece regras e obrigações relativas à coleta, processamento, armazenamento e uso de dados pessoais e afeta todos os setores econômicos, incluindo o relacionamento entre clientes e fornecedores de bens e serviços, empregados e empregadores, e outras relações nas quais os dados pessoais são coletados, tanto em ambiente digital como físico.

As violações da LGPD acarretam riscos financeiros devido a penalidades por violação de dados ou processamento impróprio de dados pessoais. A nova legislação estabelece penalidades em caso de descumprimento, incluindo aplicação de multas de até 2% da receita, até o limite de R\$50 milhões para as infrações mais graves. Um número maior de leis de proteção de dados em todo o mundo pode continuar a resultar em aumento de custos e de riscos de compliance. Custos potenciais acarretados pela conformidade com regulamentos e políticas novos ou existentes aplicáveis a nós podem afetar nossos negócios e podem ter um efeito adverso relevante sobre os resultados das nossas operações.

Aumentos de energia gerada pela geração distribuída (MMGD) na área de concessão do CEMIG D podem causar um desequilíbrio em seus fluxos de caixa e resultados financeiros.

As tarifas das empresas de distribuição no Brasil trazem inúmeros benefícios voltados a setores específicos, subsídios que vêm aumentando as taxas repassadas aos consumidores finais. No caso dos subsídios à geração renovável (através do que chamamos de Descontos TUSD/TUST), a aprovação da Lei 14.300/2022 definiu um prazo para a concessão desses benefícios, limitando assim tais benefícios. Além disso, o Estado de Minas Gerais (a área de concessão do CEMIG D) possui outros dois fatores que estimulam a implantação de projetos caracterizados como de geração distribuída (MMGD): (i) Isenção fiscal na compra de equipamentos de geração de energia e de energia consumida, pelo valor líquido após subtração da energia proporcionada à rede, e (ii) uma grande área com grande insolação que beneficia a geração de eletricidade fotovoltaica. Esses pontos levaram a um crescimento exponencial na implantação de usinas fotovoltaicas na área de concessão da CEMIG D.

Com a expansão das conexões MMGD na área de concessão da CEMIG D, o consumo regulamentado de clientes será parcialmente fornecido por essa geração distribuída, em vez dos contratos de fornecimento de energia adquiridos pela Companhia. Isso criou um excesso de energia, acima do limite regulatório (5%). No entanto, existem mecanismos regulatórios que permitem aos distribuidores trocar energia, permitindo à CEMIG D reduzir suas compras de energia em anos em que o excesso está acima do limite permitido, quando possível. Além disso, a Lei Federal 14.300/22

garante que os custos associados a esse excesso serão repassados às tarifas no ano seguinte. Apesar destes mecanismos, as compras de energia devem ser faturadas e o excedente é avaliado ao preço de curto prazo, tipicamente inferior aos custos de aquisição. Esta diferença pode criar um descompasso de fluxo de caixa, uma vez que a passagem para tarifas só ocorre no próximo ciclo tarifário.

Além disso, os clientes em questão estão usando um método de faturamento chamado ‘medição líquida’ (*‘net metering – NEM’*). Isso significa que, se a geração de energia de um cliente exceder suas necessidades no local e for exportada de volta para a rede, ele receberá um crédito de conta. Este crédito será aplicado à sua fatura mensal à mesma taxa de venda no varejo que teriam pagado pelo consumo de energia de acordo com a sua estrutura normal de taxas. Enquanto isso beneficia o cliente reduzindo seus custos, poderia causar um problema de fluxo de caixa para a Companhia, pois está efetivamente subsidiando o excesso de energia gerado pelo cliente.

Aumentos dos preços de compra de energia podem gerar um descasamento do fluxo de caixa da CEMIG D.

A despesa de compra de energia das distribuidoras está atualmente fortemente vinculada ao PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) (contratos por disponibilidade, cotas de garantia física e cotas da UHE Itaipu) e ao fator de ajuste do MRE (cotas de garantia física, cotas da UHE Itaipu e risco hidrológico das usinas repactuadas). Portanto, um período adverso em termos de chuvas pode resultar em valores altos do PLD e menor geração hídrica, que pode afetar o fluxo de caixa.

A ‘Conta Bandeira’ (Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras tarifárias – CCRBT) foi criada para estabilizar esta questão. Esta conta gerencia os fundos adicionais que são coletados de clientes cativos da concessão de distribuição. Este pagamento adicional é definido mensalmente com base na avaliação feita pela ISO com base na condição de fornecimento do sistema. Com base nessa análise, a ANEEL define a ‘Bandeira’ (verde, amarelo, vermelho 1 e vermelho 2) que será aplicada para ajustar as tarifas. A ‘Bandeira’ indica que os custos de compra de energia aumentaram; a bandeira amarela impõe o aumento menor, e as outras, aumentos maiores. A metodologia do sistema de Bandeira Tarifária é revisada anualmente; contudo, segundo a metodologia atual, quando ocorrem situações muito adversas, há a possibilidade de o sistema não poder responder suficientemente, o que pode resultar em efeitos negativos na posição de caixa dos distribuidores. Esse fator pode ter um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

Ao final de 2022, as condições hidrológicas foram muito favoráveis, gerando impactos positivos sobre os custos da energia. A Conta Bandeira atingiu um superávit ao final do ano de 2023 de R\$ 7,4 bilhão. Uma vez que o ano de 2023 também foi positivo quanto ao nível de precipitação registrado, não houve necessidade de aplicar uma sobretaxa adicional, havendo bandeira verde em todos os meses.

O fornecimento de energia no Brasil depende intensamente de hidrelétricas, que por sua vez dependem de condições climáticas para produzir energia. Condições hidrológicas desfavoráveis que resultem em uma redução da geração de energia hidrelétrica podem afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e/ou condição financeira.

A geração de energia de eletricidade no Brasil é predominantemente hidrelétrica. As vantagens da energia hidrelétrica também têm sido amplamente divulgadas devido a ela ser um recurso renovável e evitar os substanciais gastos com combustíveis das centrais de geração térmica. Ao mesmo tempo, o principal risco relacionado ao uso desse recurso decorre da variabilidade das afluências às usinas. Há variações sazonais substanciais nos fluxos mensais e anuais, que dependem fundamentalmente do volume de precipitação ocorrida durante cada estação chuvosa. Condições hidrológicas adversas na região sudeste do Brasil causaram seca e escassez de água nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro no passado. Estas condições podem se agravar durante o período seco, compreendido entre os meses de abril a setembro. Isso pode causar o racionamento do consumo de água e/ou energia, o que pode ter um efeito adverso significativo nos negócios e nos resultados das operações da Companhia.

Para contornar essa dificuldade, o sistema brasileiro possui um parque termoeletrico complementar e um crescente portfólio de usinas eólicas e fotovoltaicas. Possui também reservatórios de acumulação com o objetivo de transferir água do período úmido para o período seco, e de um ano para outro. No entanto, estes mecanismos não são capazes

de absorver todas as consequências adversas de uma escassez hídrica prolongada, como a que se observou no passado recente.

O Operador Nacional do Sistema de energia ('ONS') coordena a operação do sistema de energia brasileiro. A sua principal função é operar de forma otimizada os recursos disponíveis, minimizando os custos de operação e os riscos de falta de energia. No caso de períodos hidrológicos desfavoráveis, o ONS poderá reduzir a geração das usinas hidrelétricas e aumentar a geração termelétrica, o que acaba trazendo maior custo de energia para os agentes geradores hidrelétricos, a exemplo do que ocorreu em 2014. Nas companhias distribuidoras, este aumento de custos gera aumento no preço da compra da energia que nem sempre é repassado ao cliente no mesmo momento, gerando descasamento dos fluxos de caixa, com efeito adverso nos negócios e condições financeiras dessas companhias de distribuição. Além disso, em casos extremos de escassez de energia devido a situações hidrológicas adversas, o sistema pode passar por racionamento, o que pode resultar principalmente em diminuição do fluxo de caixa.

O MRE tem como objetivo mitigar os impactos da variabilidade da geração das usinas hidrelétricas. Esse mecanismo compartilha a geração de todas as usinas hidráulicas do sistema de forma a compensar a falta de geração de uma usina com a sobra de outra usina, desta forma completando a geração necessária de todas as usinas do MRE. No entanto, este mecanismo não é capaz de mitigar todo o risco dos agentes geradores, pois quando há um cenário hidrológico extremamente desfavorável, e o conjunto das usinas não consegue atingir a soma de suas Garantias Físicas, esse mecanismo faz então um ajuste na Garantia Física de cada usina por meio do Fator de Ajuste da Garantia Física ('*Generation Scaling Factor*', ou GSF), levando os geradores a uma exposição no mercado de curto prazo. A empresa transferiu para clientes cativos o risco hidrológico relacionado às usinas de energia Queimado e Irapé (Contratos do Mercado Regulado), em troca do pagamento de um prêmio de risco, ao mesmo tempo em que recebe indenização pelas perdas sofridas no ano de 2015. Já no Mercado Livre, não temos o mesmo processo, visto que mesmo com o pagamento do prêmio, teria sido necessário para as empresas de geração continuar assumindo o risco hidrológico nos momentos de hidrologia crítica. Assim, nenhuma planta que vende energia no Mercado Livre aderiu à repactuação do risco hidrológico. Os agentes que não aderiram a repactuação continuaram a ter liminares impedindo a cobrança total do risco hidrológico. Essas liminares estão ocasionando um déficit, em dezembro de 2022, de cerca de R\$ 1,124 bilhões no mercado de curto prazo. Essa posição eleva a inadimplência apurada pela CCEE, reduzindo assim as quantias recebidas pelos agentes credores no mercado de curto prazo. Para evitar esse efeito, alguns agentes credores buscaram outras liminares para ter direito ao recebimento prioritário. Esse efeito leva a incerteza no mercado, redução da liquidez, aumento da inadimplência e redução das quantias recebidas no mercado de curto prazo, representando um risco à Companhia.

Qualquer variação sazonal substancial nos fluxos mensais e no total de fluxos ao longo do ano pode limitar a geração hidrelétrica, tornando necessária a utilização de sistemas alternativos de geração, que pode ter um efeito adverso significativo sobre os custos da Companhia, incluindo honorários e despesas judiciais relacionadas ao assunto.

A Lei 14.052/2020 e a Resolução 895/2020 propuseram o reembolso de agentes concessionários de usinas hidrelétricas no MRE para os seguintes efeitos: (i) geração em desconsideração da ordem de mérito, que significa despachar energia para a rede nacional desconsiderando a classificação ascendente de preços para geração de energia; (ii) antecipação da entrega de energia firme ao sistema de usinas de energia específicos; e (iii) restrição ao suprimento de energia à rede devido a atraso no sistema de transmissão. Esses efeitos foram calculados retroativamente de 2012 a 2020, atualizados e remunerados à taxa da ANEEL, de 9,63%. O montante foi pago através da extensão da concessão das usinas. Com esse novo acordo, as liminares deverão ser retiradas e os déficits de mercado liquidados. Desta forma, é de esperar que a liquidez do mercado no curto prazo, e a inadimplência na CCEE, retornem aos seus níveis históricos.

As regras para a comercialização de energia e as condições de mercado podem afetar os preços de venda de energia.

De acordo com as leis aplicáveis, nossas empresas de geração não estão autorizadas a vender energia diretamente às empresas de distribuição. Dessa forma, a energia gerada por nossas empresas é vendida no Ambiente de Contratação Regulado (ou 'ACR' – também conhecido como 'Mercado Regulado' ou 'Pool') através de leilões públicos realizados pela ANEEL, ou no Ambiente de Contratação Livre ('ACL' – também conhecido como 'Mercado Livre'), através de negociações bilaterais com os clientes e comercializadoras. A legislação aplicável permite que os distribuidores que

assinam contratos de 'energia existente' com empresas de geração no Mercado Regulado reduzam a quantidade de energia contratada em até 4% ao ano, em relação ao valor do contrato original, por todo o período do contrato. Isso expõe nossas empresas de geração ao risco de não vender o fornecimento descontratado a preços adequados.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no Mercado Livre, por meio de nossas empresas de geração e comercialização de energia. Os contratos no Mercado Livre podem ser celebrados com outras entidades de geração, ou de comercialização, e principalmente com os 'Clientes Livres'. Os Clientes Livres são aqueles que têm demanda igual ou superior a 1,0 MW: eles podem escolher o seu fornecedor de energia. Esse limite será reduzido para 0,5 MW em 2023, e até 2024 para todos os consumidores conectados a redes de alta tensão (Portaria 50, publicada pelo Ministério das Minas e Energia em setembro de 2022).

Alguns contratos apresentam flexibilidade no montante vendido, possibilitando ao cliente consumir um maior ou menor volume de energia (5% em média) de nossas empresas geradoras em relação ao originalmente contratado, o que pode acarretar um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e/ou situação financeira. Outros contratos não permitem este tipo de flexibilidade na compra de energia, mas o aumento da concorrência no Mercado Livre pode influenciar a ocorrência desse tipo de condição contratual nas negociações de venda de energia. Além dos Clientes Livres mencionados acima, há uma classe de clientes denominada 'Clientes Especiais', que são aqueles com demanda contratada entre 500kW e 1.0MW.

Os Clientes Especiais são elegíveis para participar no Ambiente de Contratação Livre desde que comprem energia de fontes alternativas incentivadas, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), usinas a biomassa e parques eólicos. Como previsto pela Portaria 50/2022, até 2024 a restrição da demanda para Consumidores Livres será reduzida a zero, e assim não haverá mais diferenciação entre consumidores livres e especiais. A Companhia realizou transações de vendas desta categoria de energia a partir de recursos específicos de energia em determinadas empresas do Grupo CEMIG e desde 2009 o volume dessas vendas tem aumentado gradualmente.

A Companhia formou uma carteira de contratos de compra que agora ocupa um importante espaço no mercado brasileiro de energia para fontes incentivadas de energia alternativa. Os contratos de venda a esse tipo de cliente possuem flexibilidades específicas para atendimento de suas necessidades, e essas flexibilidades de menor ou maior consumo estão vinculadas ao comportamento histórico dessas cargas. Níveis mais altos ou mais baixos de consumo desses clientes podem causar exposições de compra ou de venda aos preços de curto prazo, o que pode acarretar um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e/ou situação financeira. Variações de mercado, como variações dos preços para celebração de novos contratos e dos volumes consumidos por nossos clientes de acordo com flexibilidades já contratadas, podem gerar posições no mercado de curto prazo, com o potencial de impacto financeiro negativo em nossos resultados.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) visa reduzir a exposição das geradoras hidrelétricas, como nossas empresas de geração, às incertezas da hidrologia. Ele funciona como um pool de empresas geradoras, nas quais a geração de todas as usinas participantes do MRE é compartilhada de forma a atender ao requisito do pool. Quando a totalidade das plantas gera menos do que o total demandado, o mecanismo reduz a Energia Assegurada das usinas, causando uma exposição negativa no mercado de curto prazo e, por conseguinte, a necessidade de adquirir energia ao preço 'spot' (de curto prazo). De forma análoga, quando a totalidade das usinas gera acima do valor requisitado, o mecanismo aumenta a Energia Assegurada das usinas levando a uma exposição positiva, o que permite a liquidação de energia no PLD. Em anos de chuva muito baixa, o fator de redução, que se aplica aos níveis de Energia Assegurada, pode reduzir em 20% ou mais os níveis das usinas hidrelétricas. A falta de liquidez ou a volatilidade dos preços futuros, devido a condições e/ou percepções de mercado, pode afetar adversamente os resultados das nossas operações. Adicionalmente, caso não consigamos vender toda a energia que temos disponível (nossa capacidade de geração própria adicionada aos contratos de compra) nos leilões públicos regulados ou no Mercado Livre, a capacidade não vendida será liquidada na CCEE ao PLD, que tende a ser muito volátil. Se isso ocorrer em períodos de baixo PLD, nossas receitas e resultados operacionais podem ser adversamente afetados. O valor do PLD é calculado através dos resultados dos modelos de otimização da operação do sistema interligado nacional utilizados pelo ONS, e pela CCEE. O PLD é atualmente publicado semanalmente pela CCEE para três níveis de carga (Médio, Leve e Pesado). Os modelos dependem de dados de entrada revisados pelo ONS com periodicidade quadrimestral, mensal e semanal. Nesse sistema, existe a possibilidade de que erros ocorram durante a entrada de dados no modelo, o que pode levar a uma alteração inesperada no PLD. Há um risco para o negócio de comercialização quando da alteração desses modelos, ou

erros da entrada de dados, porque causam incerteza no mercado, reduzindo a liquidez, e perdas financeiras com a variação inesperada do preço. Para mitigar o risco de mudança dos modelos durante o ano corrente, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou uma nota em 2016 que estabeleceu que as alterações nos modelos matemáticos utilizados no setor precisam ser aprovadas pela CPAMP ('Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico') até 31 de julho de cada ano para vigorar no ano seguinte.

Em 2020, a frequência de mudanças no PLD foi aumentada para uma vez a cada hora. O preço-horário melhora a aderência do PLD à operação real do sistema, que passa a capturar melhor a modulação horária das fontes intermitentes (Solar e Eólica). Esse melhor alinhamento do preço com a operação tende a reduzir os Encargos de Serviço do Sistema (ESS), assim como remunerar de forma mais eficiente as térmicas quando acionadas. Por outro lado, a qualidade dos dados de entrada, quando inseridos a cada hora, principalmente para as fontes solar e eólica, traz mais um elemento de incerteza para a precificação do mercado.

Estamos sujeitos às leis e regulamentos anticorrupção, antissuborno, antilavagem de dinheiro e antitruste no Brasil.

e antitruste, e outras leis e regulamentos internacionais e somos obrigados a cumprir as leis e regulamentos aplicáveis do Brasil. Não pode haver garantia de que nossas políticas e procedimentos internos serão suficientes para prevenir ou detectar todas as práticas inadequadas, fraudes ou violações da lei por parte de nossas empresas afiliadas, funcionários, diretores, executivos, parceiros, agentes ou prestadores de serviços, nem que qualquer dessas pessoas não tomará medidas que violem nossas políticas e procedimentos. Quaisquer violações por nós das leis antissuborno ou anticorrupção, ou dos regulamentos que regem as sanções internacionais, podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, reputação, resultados operacionais e situação financeira.

Podemos estar expostos a comportamentos incompatíveis com nossos padrões de ética e conformidade, e podemos não ser capazes de preveni-los, detectá-los ou remediá-los a tempo, o que pode causar efeitos adversos relevantes em nossos negócios, resultados operacionais, condição financeira e/ou reputação.

Os nossos negócios, incluindo as nossas relações com agentes externos, são guiados por princípios éticos e regras de conduta que estabelecemos. Dispomos de diversas normas internas com o objetivo de orientar nossos gestores, funcionários e contratados, e de reforçar nossos princípios éticos e regras de conduta profissional. Devido à ampla distribuição e terceirização das cadeias de produção de nossos fornecedores, não somos capazes de controlar todas as possíveis irregularidades desses terceiros. Isso significa que não podemos garantir que as avaliações financeiras, técnicas, comerciais e legais que usamos em nossos processos de seleção sejam suficientes para evitar que nossos fornecedores tenham problemas relacionados à legislação trabalhista, à sustentabilidade ou à terceirização da cadeia produtiva com condições de segurança inadequadas. Também não podemos garantir que esses fornecedores, ou terceiros relacionados a eles, não se envolverão em práticas irregulares. Se um número significativo de nossos fornecedores se envolverem em práticas irregulares, poderemos ser adversamente afetados. Além disso, estamos sujeitos aos riscos que os nossos funcionários, subcontratados ou qualquer pessoa que venham a fazer negócios conosco possam se envolver em atividades fraudulentas, de corrupção e suborno, burlando nossos controles internos e procedimentos, se apropriando indevidamente ou se utilizando de nossos ativos para benefícios particulares em detrimento dos interesses da Companhia. Esse risco é agravado pelo fato de que entre nossas coligadas, tais como Sociedades de Propósito Específicos (SPEs) e Joint Ventures, há algumas das quais nós não detemos o controle.

Nossos sistemas de controle interno podem não ser efetivos em todas as circunstâncias, especialmente junto às empresas que não estão sob nosso controle. No caso das empresas que adquirimos, os nossos sistemas de controle internos podem não ser capazes de identificar casos de fraudes, corrupção ou suborno que ocorreram antes da aquisição. Qualquer falha em nossa capacidade de prevenir ou detectar o não cumprimento das regras de governança aplicáveis ou de obrigações regulatórias pode causar danos a nossa reputação, limitar a nossa capacidade de obter financiamento ou causar outros efeitos adversos relevantes nos resultados de nossas operações e condição financeira.

Um membro do nosso conselho de administração é réu em processos judiciais

Um membro do nosso conselho de administração é réu em 1 (um) processo de improbidade administrativa e em 3 (três) processos de evasão fiscal, sendo que em dois com decisões de Tribunais Superiores favoráveis ao Conselheiro. Mais informações no Item 6. – Processos Cíveis e Criminais Significativos que Envolvem Membro-Chave da Administração. Não podemos garantir que os processos judiciais e administrativos, ou o início de novos processos judiciais e administrativos contra quaisquer membros de nossa administração ou conselho de administração, não imponham limitações ou restrições ao desempenho dos membros da nossa administração ou conselho de administração que são parte nestes processos. Além disso, não podemos garantir que essas limitações não terão um efeito adverso em nós ou na nossa reputação.

Os múltiplos usos da água e os diversos interesses relacionados a este recurso natural poderão motivar conflitos de interesse entre a CEMIG e a sociedade como um todo, o que pode ocasionar prejuízos aos nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

Atualmente, considerando projetos e empresas que são controlados em conjunto, a CEMIG tem 57 usinas hidrelétricas, com 5.010 MW, representando 96,6% da nossa capacidade instalada. A água é a principal matéria-prima para a produção de energia da CEMIG e é um recurso sensível às alterações climáticas e vulnerável às consequências da exploração de outros recursos naturais, significativamente afetado pelas ações humanas e sujeito a um ambiente de regulamentação. A operação de reservatórios para a geração de energia hidrelétrica realizada pela CEMIG implica, essencialmente, a consideração dos usos múltiplos da água por outros usuários de uma bacia hidrográfica, o que, por sua vez, leva à necessidade de considerar uma série de restrições de caráter ambiental, de segurança, sistemas de irrigação, abastecimento humano, hidrovias, e pontes, entre outras. Em períodos de estiagem severa, como os vividos nos anos de 2013 a 2021, o monitoramento e a previsão dos níveis dos reservatórios e o constante diálogo com o poder público, sociedade civil e usuários foram primordiais para a garantia de geração de energia, como também para os demais usos desse recurso. Por fim, a CEMIG utiliza um Sistema de Gestão de Riscos para analisar cenários e determinar o grau de exposição financeira aos riscos, considerando a probabilidade de ocorrência e seu impacto. Nos cenários relacionados a potenciais conflitos com outros usuários, a CEMIG avalia tanto os impactos decorrentes de secas prolongadas, que podem levar a um aumento da concorrência entre o setor de energia e outros usuários, quanto os decorrentes das inundações devido às chuvas excessivas. Embora a CEMIG se engaje com outros usuários essenciais, e toma medidas para analisar a contribuição de comunidades e estudos sobre questões relacionadas ao impacto do uso da água, ao mesmo tempo interesses conflitantes no que dizem respeito à utilização de água poderiam, sob reserva de certos limites mínimos anteriormente estabelecidos por lei, afetar sua disponibilidade para uso em operações de alguns de nossos projetos, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e/ou condição financeira.

Somos controlados pelo governo do Estado de Minas Gerais, que pode ter interesses diferentes dos interesses de nossos outros investidores, ou mesmo da Companhia.

Na qualidade de acionista controlador, o governo do Estado de Minas Gerais exerce influência substancial sobre a orientação estratégica dos nossos negócios. Atualmente, o Estado de Minas Gerais detém 51% das ações ordinárias da CEMIG, e na qualidade de acionista majoritário da Companhia detém plenos poderes para decidir sobre os negócios relativos ao objeto social da Companhia, como estabelecido no seu Estatuto Social, e adotar as resoluções que julgar necessárias à defesa dos seus interesses e ao seu desenvolvimento. O governo do Estado de Minas Gerais pode eleger a maioria dos membros do nosso alta administração, e tem competência para aprovar, entre outras matérias, assuntos que exigem um quórum qualificado de acionistas. Estes incluem transações com partes relacionadas, reorganizações societárias e a data e o pagamento de dividendos. O governo do Estado de Minas Gerais, na sua qualidade de acionista controlador, tem capacidade para nos direcionar em atividades e efetuar investimentos destinados à promoção de seus próprios objetivos econômicos ou sociais, os quais podem não estar estritamente alinhados à estratégia da Companhia, afetando adversamente a direção de nossos negócios.

O governo do Estado de Minas Gerais, visando a redução do seu endividamento público, tem discutido a possibilidade de vender uma parte de sua participação na Cemig, e tem analisado cenários de venda à iniciativa privada

(privatização), ou à União (federalização). Não podemos fornecer nenhuma garantia com relação ao timing nem o grau de possibilidade de qualquer venda desse tipo. Qualquer venda pelo Estado de Minas Gerais de sua participação na Cemig pode ter um efeito adverso material sobre os nossos negócios, os resultados de nossas operações, nossa condição financeira, e/ou os preços de nossas ações.

Nossos processos de Governança, Gestão de Riscos, Compliance e Controles Internos podem não conseguir evitar penalidades regulatórias, danos à nossa reputação, ou outros efeitos adversos aos nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

A nossa empresa está sujeita a diferentes estruturas regulatórias, tais como: (a) leis e regulamentos do setor energético, como a Lei 10.848/04 (sobre Comercialização de Energia), e regulamentações da ANEEL; (b) as leis e regulamentos que se aplicam às empresas de capital aberto com títulos negociados no mercado de capitais brasileiro, como a Lei 6.404/76 (a ‘Lei das Sociedades por Ações’), e regulamentações da CVM; (c) leis e regulamentos que se aplicam às empresas brasileiras de capital público majoritário, como a Lei 13.303/16 (a ‘Lei das Estatais’); e (d) leis e regulamentos aplicáveis às empresas brasileiras que têm títulos registrados na SEC dos Estados Unidos, como a Lei Sarbanes-Oxley de 2002, a Lei de Práticas de Corrupção no Exterior (FCPA) e regulamentos da SEC; e (e) leis e regulamentação dispendo sobre privacidade e proteção de dados, tal como Lei 13.709/2018 (a ‘Lei Geral de Proteção de Dados’, ou LGPD) – entre outras.

Além disso, o Brasil possui rigorosa legislação referentes à defesa da concorrência, ao combate à improbidade e a prevenção das práticas corruptas. Por exemplo, a Lei 12.846/13 (a ‘Lei Anticorrupção’) estabeleceu responsabilidades objetivas às empresas brasileiras que venham a cometer atos contra a administração pública nacional ou estrangeira, entre os quais estão inclusos atos relacionados a processos de licitação e contratos administrativos, e determinou duras penas às empresas punidas. A Companhia tem muitos contratos administrativos com altos valores e uma grande quantidade de fornecedores e clientes, o que eleva sua exposição a riscos de fraudes e improbidades administrativas.

Nossa companhia tem estruturas e políticas de prevenção e combate à fraude e corrupção, e de auditoria e controles internos, além de adotar as recomendações de Melhores Práticas de Governança Corporativa, do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (‘IBGC’), e do arcabouço do *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO). Além disso, devido à participação majoritária do Governo Estadual em nossa estrutura acionária, somos requeridos a contratar a maior parte de nossas obras, serviços, publicidade, compras, alienações e locações por meio de licitações e contratos administrativos, normatizados pela Lei de Licitações, a Lei das Estatais e outras legislações complementares.

No entanto, apesar da Companhia ter processos de Governança, Gestão de Riscos e Compliance, há a possibilidade que não seríamos capazes de evitar futuras violações às leis e regulações a que estamos sujeitos (em relação a trabalho, impostos, meio ambiente, e energia, entre outros), ou violações dos nossos mecanismos de controle interno ou da nossa Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional, ou ocorrências de comportamentos fraudulentos ou desonestos por parte de nossos funcionários, ou por pessoas físicas ou jurídicas contratadas, ou outros agentes que possam representar a Companhia junto a terceiros, especialmente o Poder Público.

A escassez potencial de pessoal qualificado nas áreas operacionais pode afetar adversamente nossos negócios e os resultados das operações.

Há a possibilidade de passarmos por escassez de pessoas chave qualificadas. Nos últimos anos, temos realizado programas de incentivo de desligamento voluntário abertos a todos os nossos funcionários. Esses programas podem reduzir o nosso quadro de funcionários para além da nossa capacidade de contratar novos funcionários para ocupar posições-chave. Nosso sucesso depende de nossa capacidade de continuar a treinar nosso pessoal com sucesso de forma que possam no futuro assumir cargos chave na organização. Nós não podemos assegurar que poderemos treinar, qualificar ou reter pessoas chave de forma adequada, ou que poderemos fazer isso sem custos ou atrasos. Tampouco podemos assegurar que poderemos contratar novos profissionais qualificados, em particular para áreas operacionais, caso se configure esta necessidade. Qualquer falha deste tipo pode afetar adversamente os resultados das nossas operações e/ou dos nossos negócios.

Nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.

O fato de o investidor receber ou não dividendos depende de nossa situação financeira nos permitir a distribuir dividendos nos termos da legislação brasileira, e das cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) em contratos relacionados aos nossos empréstimos e financiamentos, e se nossos acionistas, seguindo a recomendação de nosso Conselho de Administração, atuando discricionariamente, resolve suspender a distribuição de dividendos acima do valor da distribuição obrigatória exigida nos termos de nosso Estatuto Social, no caso das ações preferenciais. Pelo fato de sermos uma companhia holding que não exerce operações geradoras de receita que não as de nossas subsidiárias operacionais, somente poderemos distribuir dividendos a acionistas se a Companhia receber dividendos ou outras distribuições em espécie de suas subsidiárias operacionais.

Os dividendos que nossas subsidiárias podem distribuir dependem de nossas subsidiárias gerarem lucro suficiente em um dado exercício fiscal, e de eventuais cláusulas restritivas de contratos de empréstimos e financiamentos dessas subsidiárias, bem como de restrições eventualmente impostas pela Poder Concedente de nossas concessões, todos fatores que estabelecem limites para seus pagamentos de dividendos à Companhia. Da mesma forma, temos uma limitação no pagamento de dividendos além do mínimo obrigatório de 50% do lucro líquido do exercício social, constante do nosso Estatuto Social. Os dividendos são calculados e pagos de acordo com a legislação brasileira aplicável a sociedades por ações, e com as disposições constantes do Estatuto Social de cada uma de nossas subsidiárias regulamentadas.

A agência reguladora, ANEEL, possui discricionariedade para estabelecer as tarifas que as distribuidoras cobram de seus clientes. Tais tarifas são definidas de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão celebrados com a ANEEL.

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que permite três tipos de reajustes de tarifas: (a) o Reajuste Anual; (b) a Revisão Periódica; e (c) Revisão Extraordinária. O objetivo da Reajuste Anual é de compensar as alterações nos custos que estejam fora do controle de uma Companhia, como o custo da energia para atendimento aos clientes, encargos setoriais definidos pelo Governo Federal, e encargos de transporte em função da utilização das instalações de transmissão e distribuição de outras empresas.

Os custos gerenciáveis, por outro lado, são corrigidos pelo IPCA, menos um fator de produtividade e eficiência, conhecido como o 'Fator X', que considera aspectos como produtividade da distribuição e padrões de qualidade de serviço. A cada cinco anos, há uma Revisão Periódica Tarifária ('RTP'), cuja finalidade é de: identificar as mesmas variações nos custos citados acima; fornecer um retorno adequado sobre ativos que a empresa construiu neste período; estabelecer um fator com base em economias de escala, que será considerado nos reajustes de tarifa anuais subsequentes; e definir custos de operação eficientes. Uma Revisão Extraordinária ocorre no caso de eventos imprevisíveis que alterem significativamente o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

No entanto, apesar dos contratos de concessão da CEMIG D preverem a preservação de seu equilíbrio econômico e financeiro, não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas que nos remunerem adequadamente com relação aos investimentos realizados ou aos custos operacionais incorridos em virtude da concessão, o que pode ter um efeito adverso significativo nos nossos negócios, condições financeiras e/ou resultados operacionais.

A ANEEL, através de contratos de concessão, estabelece as Receitas Anuais Permitidas ('RAP') das nossas empresas de transmissão; e caso um desses reajustes resulte em redução de RAP, isso podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos resultados operacionais e/ou condição financeira.

ANEEL decide, em nome do Governo Federal, as RAPs que recebemos nas nossas empresas de transmissão. Os contratos de concessão preveem dois mecanismos de ajuste das receitas: (a) Reajustes Anuais de RAP; e (b) a Revisão Periódica. O Reajuste Anual de nossas receitas de transmissão ocorre anualmente em junho e entra em vigor em julho do mesmo ano. Os reajustes anuais consideram (i) as receitas permitidas dos projetos que entraram em operação, e (ii) as receitas do período anterior, que são corrigidas: (a) no caso de Contrato 006/1997, pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA); e (b) no caso do Contrato 079/2000, pelo índice IGPM. A revisão periódica ocorre

a cada cinco anos. Durante a Revisão Periódica, a ANEEL analisa os investimentos realizados por uma concessionária no período e os custos operacionais da concessão. O Poder Concedente leva em conta apenas os investimentos que considera prudentes e os custos operacionais que avalia como tendo sido eficientes, utilizando uma metodologia de avaliação de benchmarking. Portanto, o mecanismo de revisão está sujeito, em certa medida, ao poder discricionário da ANEEL, uma vez que poderia deixar de reconhecer investimentos feitos, e poderia reconhecer receitas relacionadas aos custos operacionais em nível inferior aos custos efetivamente incorridos. Isso pode resultar em um efeito adverso significativo em nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

A Revisão Extraordinária de RAP ocorre no caso de eventos imprevisíveis que alterem significativamente o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Portanto, apesar de nossos contratos de concessão preverem a preservação de seu equilíbrio econômico e financeiro, não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá níveis de RAP que nos compensem adequadamente com relação aos investimentos realizados ou aos custos operacionais incorridos em virtude da concessão. Isso pode ter um efeito adverso significativo em nossos negócios, condição financeira e/ou resultados operacionais.

Temos responsabilidade objetiva por quaisquer danos causados a terceiros decorrentes da prestação inadequada de serviços energéticos.

Nos termos da legislação brasileira, somos objetivamente responsáveis pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação ineficiente de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia. Ademais, os danos causados a clientes finais em decorrência de interrupções ou distúrbios do sistema de geração, transmissão ou distribuição, nos casos em que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuídos a um membro identificável do Operador Nacional do Sistema (ONS) ou ao próprio ONS, são compartilhados entre companhias de geração, transmissão e distribuição. Até que um responsável final seja definido, a responsabilidade por tais danos será compartilhada na proporção de 35,7% para os agentes de distribuição, 28,6% para os agentes de transmissão e 35,7% para os agentes de geração. As porcentagens atribuídas a cada categoria de concessionária de energia são estabelecidas de acordo com o número de votos que cada categoria tem nas Assembleias Gerais do ONS, e como tal podem ser alteradas no futuro. Consequentemente, no caso de sermos considerados responsáveis por quitar quaisquer desses danos, nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira podem ser afetados adversamente.

Podemos incorrer em prejuízos e danos à reputação relativos a processos judiciais pendentes.

Somos réus em diversos processos judiciais e administrativos de natureza cível, administrativa, ambiental, tributária, trabalhista, e regulatória, dentre outras. Essas reclamações envolvem uma ampla gama de questões e visam a obtenção de indenizações e restituições em dinheiro e por desempenho específico. Vários litígios individuais respondem por uma parcela significativa do valor total dos processos movidos contra a Companhia. Veja: 8 – Informações Financeiras – Processos Judiciais e Administrativos. Nossas demonstrações financeiras consolidadas incluem provisões para contingências no montante de R\$ 2,199 milhões, em 31 de dezembro de 2023, para ações cujas chances de perda foram avaliadas como ‘provável’. Podemos sofrer um efeito adverso significativo caso haja uma ou mais decisões desfavoráveis em qualquer processo legal ou administrativo contra nós. Além de fazer provisões e os custos associados com honorários advocatícios, podemos ser obrigados pelo tribunal a fornecer garantias para o processo, o que pode afetar adversamente a nossa condição financeira. Na hipótese de nossas provisões por processos judiciais serem insuficientes, o pagamento dos processos em valor que exceda os valores provisionados poderá causar um efeito adverso nos nossos resultados operacionais e/ou condição financeira. Além disso, um membro de nosso Conselho de Administração está envolvido como réu em processos criminais que estão atualmente pendentes, o que pode desviar a atenção da nossa administração e ter efeito negativo sobre nós e sobre a nossa reputação. Veja 6 – Processos Cíveis e Criminais Significativos que Envolvem Membros-Chave da Administração.

Regulamentações ambientais exigem que realizemos estudos de impacto ambiental dos futuros projetos e que obtenhamos autorizações em conformidade com a regulamentação.

Por exigências da legislação ambiental brasileira, precisamos realizar estudos de impacto ambiental e obter as autorizações e licenças regulatórias e ambientais para nossos projetos atuais e futuros. Não podemos assegurar que tais estudos de impacto ambiental serão aprovados pelas autoridades ambientais; que as licenças ambientais serão emitidas; que a oposição do público não resultará em atrasos ou modificações em qualquer projeto proposto; ou que a legislação ou regulamentações não alterarão ou serão interpretadas de forma a poderem ter impactos adversos significativos sobre as nossas operações ou planos, no que se refere a projetos nos quais temos investimentos.

Acreditamos que a preocupação com a proteção ambiental seja também uma tendência crescente no nosso setor. Embora consideremos a proteção ambiental quando desenvolvemos nossa estratégia de negócios, mudanças na regulamentação ambiental, ou alterações na política de implementação da regulamentação ambiental atualmente existente, podem ter um efeito adverso significativo sobre os resultados de nossas operacionais e nossa condição financeira. Além disto, a implementação de investimentos no segmento de transmissão vem sofrendo atrasos devido à dificuldade de obter as autorizações e aprovações regulatórias e ambientais necessárias.

Esse cenário pode ter um impacto adverso significativo sobre os resultados das nossas operações e sobre nossa condição financeira ao atrasar a implementação de projetos de energia e aumentar os custos de expansão.

Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil de terceiros.

Exceto para a utilização de aeronaves, incêndio e certos riscos operacionais, não possuímos seguro de responsabilidade civil que cubra acidentes, e não solicitamos propostas relativas a este tipo de seguro. A CEMIG não solicitou proposta, tampouco contratou, cobertura de seguro contra catástrofes que possam afetar nossas instalações, tais como terremotos e inundações. A ocorrência de eventos dessa natureza poderá nos gerar custos adicionais inesperados, resultando em efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

O seguro contratado por nós pode ser insuficiente para ressarcir eventuais danos.

Nossos negócios são normalmente submetidos a diversos riscos, incluindo os de acidentes industriais, disputas trabalhistas, condições geológicas inesperadas, mudanças no ambiente regulatório, riscos ambientais e climáticos e riscos associados com outros fenômenos naturais. Além disso, a Companhia e as suas subsidiárias podem ser consideradas responsáveis por perdas e danos causados a terceiros resultantes de não conseguir prover serviços de geração, transmissão e/ou distribuição. Mantemos seguro apenas contra incêndio, riscos aeronáuticos e riscos operacionais, além daquelas coberturas que são compulsórias por determinação legal, como seguro de transporte de bens pertencentes a pessoas jurídicas. Não podemos garantir que os seguros que contratamos serão suficientes para cobrir integralmente, ou mesmo cobrir, quaisquer responsabilidades incorridas de fato no curso dos nossos negócios, nem que esses seguros continuarão disponíveis no futuro. A ocorrência de sinistros que ultrapassem o valor segurado, ou que não sejam cobertos pelos seguros contratados, podem nos gerar custos adicionais inesperados e significativos, que podem resultar em efeito adverso para nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira. Além disso, não podemos garantir que seremos capazes de manter nossa cobertura de seguros a preços comerciais favoráveis ou aceitáveis no futuro.

Greves, paralisações ou distúrbios trabalhistas por parte de nossos funcionários ou de funcionários de nossos fornecedores ou empresas contratadas podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e/ou nossos negócios.

Todos os nossos funcionários são representados por sindicatos. Divergências sobre questões envolvendo desinvestimentos ou mudanças em nossa estratégia de negócios, reduções de pessoal, ou potenciais contribuições associadas a funcionários, poderiam levar a distúrbios trabalhistas. Não podemos assegurar que no futuro não ocorrerão greves que afetem nossos níveis de produção. Greves, paralisações ou outras formas de manifestações trabalhistas sofridas por qualquer dos nossos fornecedores de grande porte ou empresas contratadas, ou suas

instalações, podem prejudicar nossa capacidade de operar nossos negócios, ou concluir grandes projetos, e podem afetar a nossa capacidade de atingir os nossos objetivos de longo prazo.

Uma parcela substancial dos ativos da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos e não está disponível para a vinculação como garantia para a execução de qualquer decisão judicial.

Uma parcela substancial dos ativos da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses ativos não podem ser anexados como garantia para a execução de qualquer decisão judicial, porque, de acordo com a legislação aplicável e nossos contratos de concessão, os bens reverterem para a autoridade concedente para garantir a continuidade na prestação de serviços públicos. Embora o Governo Federal seja obrigado a nos compensar na hipótese de rescisão antecipada de nossas concessões, não podemos garantir que o valor pago pelo Governo Federal seria igual ao valor de mercado dos ativos revertidos. Essas restrições de liquidação podem diminuir significativamente os valores disponíveis para os nossos credores em caso de nossa liquidação e podem afetar adversamente nossa capacidade de obter financiamento adequado.

As alterações climáticas podem ter impactos significativos nas nossas atividades de distribuição, geração e transmissão.

Os efeitos das alterações climáticas, o aumento da frequência e intensidade dos acontecimentos climáticos extremos e das alterações regulamentares podem afetar diretamente as nossas atividades de distribuição, geração e transmissão, o que pode levar a impactos financeiros, perda de competitividade, risco de desinvestimento e danos de reputação. Dado que praticamente todas as instalações de geração da CEMIG são compostas por usinas hidroelétricas, as alterações nas chuvas e a dispersão de chuvas afetam certas atividades empresariais. Os eventos extremos também podem afetar as atividades de distribuição e transmissão, principalmente relacionadas à disponibilidade de ativos.

Por outro lado, o alto fluxo de água também é um risco potencial, uma vez que a Empresa é obrigada a abrir comportas para garantir a segurança das barragens, inundando a área a jusante. Além disso, com o aumento da gravidade e frequência de eventos climáticos extremos, como ciclones e inundações, chuvas fortes podem ocorrer em um curto período acompanhado de tempestades e relâmpago. Esses eventos podem danificar as instalações de transporte e distribuição de energia, tornando o recurso indisponível para os clientes.

Além disso, a CEMIG pode ser obrigada a ajustar-se a possíveis mudanças regulatórias definidas pelo governo para alcançar os objetivos a que se comprometeu através da Política Nacional sobre Mudanças Climáticas, que define compromissos para reduzir as emissões até 2030, e através de regulamentos emergentes que incluem mecanismos de preços de carbono. As ações incluem um regulamento aplicável ao consumo de combustíveis fósseis. O preço do carbono aplicado no setor dos combustíveis implicaria um aumento dos preços dos combustíveis fósseis ou das centrais termoelétricas à base de fontes fósseis. O negócio da CEMIG também pode ser impactado por novas tecnologias a médio e longo prazo se não construir parcerias estratégicas ou não conseguir implementar mudanças tecnológicas nos seus serviços. Se não nos adaptarmos ou experimentarmos atrasos na adaptação a esse novo cenário global, nossas operações e resultados financeiros podem ser afetados negativamente.

O insucesso no cumprimento de diretrizes Ambientais, Sociais e de Governança (ESG, sigla em inglês) pode afetar adversamente nossos negócios, nossa reputação, e nossos resultados de operações.

A Cemig aplica políticas, diretrizes, procedimentos e estratégias alinhadas com os compromissos ESG. Com uma matriz 100% renovável e investimentos na diversificação das fontes renováveis nos curto e médio prazos, a Companhia demonstra seu alinhamento com a transição energética orientada para uma economia de baixo carbono. Suas operações são norteadas pelos seus compromissos ambientais sociais e de governança, em linha com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (SDGs), visando contribuir para uma geração de valor na sociedade com geração, transmissão e prestação de serviços de eletricidade.

O foco da governança da companhia tem sido o equilíbrio entre os aspectos econômico, financeiro, ambiental e social, com o objetivo de uma permanente contribuição para o desenvolvimento sustentável, e visando à melhora de suas

relações com os diferentes públicos interessados: acionistas, clientes, colaboradores e a sociedade em geral. Com isso, a Companhia possibilita que seus processos de tomada de decisão sejam alinhados com a estratégia ESG, garantido a supervisão e o monitoramento de iniciativas e a alocação dos recursos necessários para a melhora das práticas que visem a elevação do desempenho da companhia em termos de ESG.

Nós consideramos os tópicos mais cruciais os relacionados com as questões socioambientais, entre eles a gestão da cadeia de suprimentos, uma vez que devido a um elevado número de contratos, há a possibilidade de falhas no processo de monitoramento que assegura o cumprimento com a legislação trabalhista e ambiental, o respeito aos direitos humanos e outras exigências legais por parte dos fornecedores, expondo negativamente a companhia. Na esfera ambiental, embora a empresa tenha diretrizes e procedimentos visando o cumprimento de suas obrigações legais, existe o risco de descumprimento de legislações ambientais ou ineficiência de ações visando à mitigação de impactos ambientais que podem resultar em perdas de biodiversidade, poluição ambiental, morte de peixes, entre outros impactos que podem afetar as comunidades no entorno de um projeto.

Apesar do nosso nível de maturidade em ESG, e de ter um plano estratégico alinhado com os princípios da sustentabilidade, falhas em práticas de ESG e em ações de mitigação de riscos podem vir a ocorrer, o que pode causar a perda de licenças sociais para operar nosso negócio, e um efeito adverso nos nossos negócios, reputação e resultados de operações.

Um surto de doenças ou epidemias, como a pandemia de Covid-19, pode afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Nos anos de 2022 e 2023, a pandemia de COVID-19 não teve impacto significativo negativo sobre os nossos negócios nem sobre os nossos resultados.

De acordo com a Organização Mundial de Saúde (OMS), em 5 de maio de 2023, mais que 3 anos depois do início da pandemia, a Comissão da OMS sobre o COVID-19 recomendou ao Diretor-Geral, que aceitou a recomendação, que uma vez que a doença estava agora bem estabelecida e continuava a existir, não se encaixava mais na definição de uma Emergência de Saúde Pública de Envergadura Internacional (*Public Health Emergency of International Concern – PHEIC*).

Impactos do conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia, e do conflito entre Israel e Hamas, ou qualquer alastramento desses conflitos, pode ter um efeito adverso significativo na economia global, em determinados preços de materiais e de commodities, e potencialmente no nosso negócio.

Os mercados globais seguem operando em um período de incerteza econômica, volatilidade e rupturas, à medida que o conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia se desenrola. Esse conflito militar e o efeito das sanções econômicas dele resultantes impostas à Rússia e a certos cidadãos e empresas russos poderiam, bem como a resposta potencial da Rússia a tais sanções, ou quaisquer sanções futuras, podem ter um efeito negativo na economia global e são altamente incertos e difíceis de prever. Em consequência disso, muitas entidades fora da região podem ser afetadas negativamente pelo aumento dos preços de commodities como petróleo, gás e trigo, ou por uma potencial desaceleração da economia global. A ocorrência de interrupções em larga escala sobre empresas pode originar questões de liquidez para certas entidades e pode também ter impactos consequentes na qualidade do crédito de alguns fornecedores. Na data deste relatório anual, embora não estejamos diretamente envolvidos nessas regiões e, por conseguinte, tenhamos uma limitada exposição à Rússia, à Ucrânia e ao Israel, tendo em conta as incertezas que circundam os impactos do conflito sobre a economia global, não nos é possível estimar a extensão dos seus potenciais efeitos nos nossos negócios, situação financeira ou resultados operacionais.

Riscos relacionados ao Brasil

Instabilidades políticas no Brasil podem ter efeitos na economia e nos afetar.

Historicamente, o ambiente político brasileiro tem influenciado, e continua a influenciar, o desempenho da economia do país. As crises políticas afetaram e continuam a afetar a confiança dos investidores e a do público em geral, o que tem resultado em desaceleração econômica e maior volatilidade nos títulos emitidos por empresas brasileiras. O presidente do Brasil tem poder para determinar as políticas e ações governamentais relacionadas à economia brasileira e, conseqüentemente, afetar as operações e o desempenho financeiro das empresas, incluindo o nosso. As políticas eventualmente implementadas pelo Governo Federal e pelos governos estaduais, poderiam ter um impacto relevante em nosso negócio. Além disso, os mercados brasileiros têm vivenciado um alto nível de volatilidade devido às incertezas decorrentes de investigações anticorrupção em curso e outras investigações sendo realizadas pelo Ministério Público Federal do Brasil, e seus impactos na economia e no ambiente político brasileiro. Tais eventos poderiam fazer com que o valor de negociação de nossas ações, preferenciais e ordinárias, de nossas ADSs preferenciais e ordinárias, e nossos outros títulos fossem reduzidos, afetando negativamente nosso acesso aos mercados financeiros internacionais. Além disso, qualquer instabilidade política resultante de tais eventos, incluindo as próximas eleições a nível federal e estadual, que viesse a afetar a economia brasileira poderia fazer com que reavaliássemos nossa estratégia.

O Governo Federal exerceu, e continua exercendo, influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre os nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e prospectos.

O Governo Federal do Brasil intervém com frequência na economia do país e ocasionalmente realiza mudanças significativas na política monetária, fiscal e regulatória. Nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira podem ser afetados adversamente por alterações das políticas governamentais, bem como outros fatores, incluindo, sem limitação:

- flutuações da taxa de câmbio;
- a política regulatória para o setor energético;
- inflação;
- variações das taxas de juros;
- política fiscal;
- demais acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que possam afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- a liquidez dos mercados internos de capitais e empréstimos;
- desenvolvimento do setor de energia;
- controles de câmbio e restrições às remessas no exterior; e/ou
- limitações ao comércio internacional.

A incerteza sobre se o Governo Federal brasileiro implementará mudanças de política ou regulação que afetem esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil e para a maior volatilidade nos mercados de valores mobiliários brasileiros e de títulos emitidos por empresas no exterior. Medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo brasileiro, podem gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade do mercado de capitais doméstico, afetando adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira. Caso as situações política e econômica se deteriore, poderemos também enfrentar aumento de custos. Essas incertezas podem afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira.

A estabilidade do Real é influenciada pelo seu relacionamento com o Dólar norte-americano, a inflação, e a política cambial do governo brasileiro. Nossos negócios podem ser adversamente afetados por qualquer nova volatilidade

que afete nossas recebíveis e obrigações atrelados à moeda estrangeira, bem como aumentos nas taxas de juros vigentes no mercado.

No passado, a moeda brasileira passou por grandes momentos de volatilidade. O Governo Federal brasileiro implementou diversos planos econômicos e tem utilizado uma ampla gama de mecanismos de controle cambial, incluindo desvalorização súbita, pequenas desvalorizações periódicas durante a qual a ocorrência das mudanças variou de diária para mensal, sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio paralelo. De tempos em tempos, houve significativas flutuações entre o Dólar norte-americano e o Real brasileiro e demais moedas.

Em 29 de dezembro de 2023, a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar americano estava em R\$ 4,8521 para US\$1,00. Não há garantia de que o Real não se depreciará, ou se valorizará, em relação ao Dólar norte-americano no futuro. A instabilidade da taxa de câmbio entre o Real e o dólar norte-americano pode ter um efeito material adverso sobre nós. A depreciação do Real frente ao Dólar norte-americano e outras principais moedas estrangeiras poderia criar pressões inflacionárias no Brasil e causar aumentos nas taxas de juros, afetando negativamente o crescimento da economia brasileira e, conseqüentemente, o nosso. A depreciação do Real pode causar um aumento nos custos financeiros e nos custos operacionais, já que temos obrigações de pagamento no âmbito de contratos de financiamento e importação indexados às flutuações cambiais. Além disso, a depreciação do Real pode causar pressão inflacionária que, causando aumentos abruptos na taxa de inflação, o que aumentaria nossos custos e despesas operacionais, e pode afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais ou perspectivas.

Geralmente, não celebramos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros similares, nem fazemos outros acordos com terceiros, para nos proteger contra o risco de aumento das taxas de juros. Podemos contrair despesas adicionais à medida que essas taxas flutuantes aumentam. Mudanças que afetem a composição de nossa dívida e causem elevações nas taxas de juros de curto ou longo prazo podem aumentar nossos pagamentos do serviço da dívida, podendo ter um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e nossa condição financeira.

A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil e podem ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, resultados de operações, condição financeira, e o preço de mercado de nossas ações.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação e algumas das medidas tomadas pelo Governo Federal na tentativa de combatê-la afetaram de forma negativa e significativa a economia brasileira. Desde a introdução do Real, em 1994, a taxa de inflação no Brasil tem permanecido bem abaixo das verificadas em períodos anteriores. De acordo com o IPCA, as taxas de inflação anuais brasileiras em 2021, 2022 e 2023 foram respectivamente 10,06%, 5,79% e 4.62%.

Em 2021, a taxa de inflação foi afetada parcialmente por questões relativas à cadeia de suprimento global devido a efeitos residuais da pandemia de 2020. Não se pode garantir que a inflação permanecerá nestes níveis. Medidas futuras a serem tomadas pelo Governo Federal, incluindo aumentos da taxa de juros, intervenção no mercado de câmbio, ou ações visando ajustar o valor do Real, podem acarretar aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos econômicos adversos sobre nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira. Caso o Brasil experimente inflação alta no futuro, existe a possibilidade que não consigamos ajustar as tarifas que cobramos de nossos clientes visando a compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custo. Um aumento significativo nas taxas de juros ou na inflação teria um efeito adverso sobre nossas despesas financeiras e resultados financeiros como um todo. Por outro lado, uma redução significativa da taxa CDI (a taxa de juros para Certificados de Depósito Interbancário), ou da inflação, poderia afetar negativamente a receita gerada pelos nossos investimentos financeiros, mas também teria o efeito positivo de reavaliação dos ajustes nos saldos de ativos financeiros de nossas concessões.

Praticamente a totalidade das nossas despesas operacionais de caixa é denominada em Reais e tende a aumentar com a taxa de inflação vigente no Brasil. As pressões inflacionárias podem também restringir nossa capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros, ou levar a um aumento da intervenção do governo na economia, inclusive com a introdução de políticas governamentais que podem prejudicar nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira ou afetar de maneira adversa o valor de mercado de nossas ações e, em consequência, as ADSs de nossas ações preferenciais e/ou ações ordinárias, e outros títulos.

Riscos relacionados com as Ações Preferenciais e Ordinárias, bem como com as ADSs de nossas Ações Preferenciais e Ordinárias

A instabilidade da taxa de câmbio pode afetar negativamente o valor das remessas de dividendos para fora do Brasil e o preço de mercado das ADSs.

Muitos fatores macroeconômicos, nacionais e globais, têm influência sobre a taxa de câmbio. Neste contexto, o Governo Federal, por meio do Banco Central do Brasil, já interveio ocasionalmente com a finalidade de controlar variações instáveis nas taxas de câmbio. Não podemos prever se o Banco Central ou o Governo Federal continuarão a permitir que o real flutue livremente ou se intervirão por meio de um sistema de banda cambial ou outros recursos. Sendo assim, o Real poderá flutuar substancialmente em relação ao dólar norte-americano e outras moedas no futuro. Essa instabilidade poderá afetar adversamente o equivalente em dólares norte-americanos do preço de mercado das nossas ações e, por consequência, de nossas ADSs, ordinárias e preferenciais, bem como as remessas de dividendos do Brasil para o exterior. Veja mais informações em Item 3. Informações relevantes – Taxas de câmbio.

Alterações nas condições econômicas e de mercado em outros países, em especial nos países da América Latina e nos países de mercado emergente, poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, e das ADSs de nossas ações preferenciais e/ou ordinárias.

O valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras é afetado, em graus variáveis por condições econômicas e de mercado existentes em outros países, incluindo outros países latino-americanos e países de mercado emergente. Embora as condições econômicas de tais países possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidores a acontecimentos nestes países poderão ter efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Crises em outros países emergentes podem reduzir o interesse dos investidores em valores mobiliários de emitentes brasileiros, incluindo nossa Companhia.

No futuro, isso poderia tornar mais difícil nosso acesso aos mercados de capitais e o financiamento de nossas operações em termos aceitáveis ou mesmo em quaisquer termos. Em função das características do setor elétrico brasileiro (o qual exige investimentos significativos em ativos operacionais) e em função de nossas necessidades de financiamento, se o acesso aos mercados de capitais e financeiros for restringido, poderemos enfrentar dificuldades para concluir nosso plano de investimento e o refinanciamento de nossas obrigações, o que poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

A relativa volatilidade e falta de liquidez do mercado de valores mobiliários brasileiros podem prejudicar nossos acionistas.

Investir em valores mobiliários da América Latina, tais como ações preferenciais ou ordinárias, ou as ADSs de ações preferenciais ou ordinárias, envolve grau de risco mais elevado do que investimento em valores mobiliários de emissores de países com um cenário político e econômico mais estável, sendo esses investimentos, de modo geral, considerados de natureza especulativa. Esses investimentos estão sujeitos a certos riscos econômicos e políticos, tais como, entre outros:

- mudanças no ambiente normativo, fiscal, econômico e político, que podem afetar a capacidade de investidores de receber pagamentos, em todo ou em parte, relacionado a seus investimentos; e
- restrições sobre investimento estrangeiro e repatriação de capital investido.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Isso pode limitar substancialmente a capacidade do investidor de vender as ações subjacentes a suas ADSs de ações preferenciais ou ordinárias pelo preço e no prazo que deseja.

No fim de 2023, a capitalização da Bolsa de Valores de São Paulo (Brasil, Bolsa, Balcão S.A ou 'B3'), a única bolsa de valores do Brasil na qual nossas ações são negociadas, foi de aproximadamente R\$ 5,1 trilhões. A média diária de volume de negociações foi de aproximadamente R\$ 20,6 bilhões.

Detentores de ADSs de ações preferenciais e/ou ordinárias, e detentores de nossas ações, podem ter direitos de acionista diversos daqueles conferidos aos detentores de ações de companhias dos Estados Unidos.

Nossa governança corporativa, nossas exigências de divulgação de informações e nossas práticas contábeis são regidas por nosso Estatuto Social, pelo Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da B3 (a única bolsa de valores brasileira), pela Lei das Sociedades por Ações (Lei Federal 6.404/76) e pelas normas expedidas pela CVM. Essas regulamentações podem diferir dos princípios legais que se aplicariam caso nossa Companhia tivesse sido constituída com jurisdição nos Estados Unidos, tais como Delaware ou Nova Iorque, ou em outras jurisdições fora do Brasil. Além disso, os direitos de um detentor de uma ADS que são derivados dos direitos conferidos aos detentores de ações preferenciais ou ordinárias, conforme o caso, de ter seus interesses protegidos frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou pelo nosso acionista controlador podem diferir segundo a legislação brasileira das sociedades por ações das normas de outras jurisdições. Normas contra *insider trading* e *self-dealing*, bem como demais normas para preservação de direitos de acionistas, podem também ser diferentes no Brasil em comparação às normas dos Estados Unidos, potencialmente desfavorecendo detentores de ações preferenciais ou ordinárias, ou ADSs de ações preferenciais ou ordinárias.

Controles e restrições cambiais sobre remessas ao exterior podem prejudicar detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

Os investidores em nossas ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias podem ser adversamente afetados pela imposição de restrições à remessa a investidores estrangeiros do produto de seus investimentos no Brasil e pela conversão de Reais (R\$) em moeda estrangeira. Restrições deste tipo prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou produto de qualquer venda de ações preferenciais ou ordinárias de reais (R\$) para dólares norte-americanos (US\$). Não podemos garantir que o Governo Federal não tomará medidas restritivas no futuro.

Os acionistas estrangeiros podem não ser capazes de executar, contra a Companhia, ou contra nossos conselheiros ou diretores, sentenças proferidas por tribunais em jurisdições fora do Brasil.

Todos os membros do nosso Conselho de Administração e diretores residem no Brasil. Nossos ativos, bem como os bens dessas pessoas, estão localizados predominantemente no Brasil. Em decorrência disso, talvez não seja possível aos acionistas estrangeiros citá-los nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil, penhorar seus bens ou executar contra elas ou contra a Companhia, nos tribunais dos Estados Unidos ou nos tribunais de outras jurisdições fora do Brasil, sentenças proferidas com base nas disposições de responsabilidade civil das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos ou das respectivas leis de outras jurisdições. Para que uma sentença proferida fora do Brasil seja executada no Brasil, a parte que solicita a execução precisaria ser reconhecida perante os tribunais brasileiros (na medida em que os tribunais brasileiros possam ter jurisdição), e esses tribunais aplicariam tal sentença sem qualquer novo julgamento ou reexame do mérito da ação original somente se tal sentença tiver sido previamente ratificada pelo Superior Tribunal da Justiça (STJ), de acordo com os Artigos 216-A a 216-X do Regimento Interno do STJ (RISTJ), introduzidos pela Emendas Regimentais 18/2014 e 24/2016. Não obstante o acima exposto, não se pode garantir que a ratificação será obtida.

Permutar ADSs de ações preferenciais ou ordinárias por ações que lhe são subjacentes poderá ter consequências desfavoráveis.

O custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias deverá obter certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro do Banco Central para remeter dólares norte-americanos do Brasil a outros países para pagamentos

de dividendos, ou quaisquer outras distribuições em moeda, ou quando da alienação das ações para remeter o produto da venda a ela relacionada.

Se o investidor decidir permutar suas ADSs de ações preferenciais ou ordinárias pelas ações que lhe são subjacentes, ele terá direito de continuar a se basear, pelo prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta, do certificado de registro eletrônico do banco depositário, para receber quaisquer recursos distribuídos com relação às ações. Após esse período, o investidor poderá não ser capaz de obter e remeter dólares norte-americanos ao exterior mediante a venda de nossas ações ordinárias/preferenciais ou distribuições relativas às nossas ações ordinárias/preferenciais, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro ou registros de investimento nos termos da Resolução CMN nº 4.373/2014, de 29 de setembro de 2014, que habilita investidores estrangeiros registrados a comprar e vender em bolsa de valores brasileira.

Se o investidor não obtiver um certificado de registro, nem o registro nos termos da Resolução 4.373/2014, o investidor estará geralmente sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre os ganhos com relação às nossas ações ordinárias. Se um investidor tentar obter seu próprio certificado de registro, o investidor poderá incorrer em despesas ou sofrer atrasos no processo de solicitação, o que poderia atrasar sua capacidade de receber dividendos ou distribuições relacionadas a nossas ações ordinárias ou à devolução de seu capital em tempo hábil. O certificado de registro do depositário ou qualquer registro de capital estrangeiro obtido por um investidor pode ser afetado por futuras mudanças legislativas, e/ou restrições adicionais aplicáveis ao investidor; e a alienação das ações ordinárias/preferenciais subjacentes ou o repatriamento do produto da alienação podem ser impostas no futuro. Se o investidor decidir permutar novamente suas ações preferenciais ou ações ordinárias por ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, respectivamente, uma vez que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais ou ações ordinárias, ele poderá depositar suas ações preferenciais ou ações ordinárias com o custodiante e basear-se no certificado de registro do banco depositário, observadas certas condições.

Não podemos garantir que o certificado de registro do banco depositário ou qualquer certificado de registro de capital estrangeiro obtido pelo investidor não virá a ser afetado por futuras mudanças legislativas ou regulatórias, nem que restrições adicionais brasileiras aplicáveis ao investidor, à alienação das ações preferenciais subjacentes ou à repatriação do produto da alienação não serão impostas no futuro.

Um investidor de nossas ações ordinárias ou preferenciais ou das ADSs delas poderia não conseguir exercer direitos de preferência e tag-along em relação as nossas ações.

Os investidores norte-americanos de ações ordinárias e ADSs podem não ter as condições para exercer os direitos de preferência e *tag-along* que são relacionados com as ações ordinárias, a menos que esteja em vigor uma declaração de registro em conformidade com o *US Securities Act* de 1933, e suas alterações, relacionada a tais direitos ou que seja disponível uma isenção das exigências de registro do *Securities Act*. Não estamos obrigados a protocolar uma declaração de registro com relação a nossas ações ordinárias referentes a tais direitos, e não podemos assegurar que iremos protocolar tal declaração de registro. A menos que protocolemos uma declaração de registro ou que tenha sido obtida uma isenção de registro, um investidor de ADR poderia receber somente o produto líquido da venda de seus direitos de preferência e direitos de *tag-along* ou, se esses direitos não puderem ser vendidos, ocorrerá a prescrição dos mesmos e o investidor de ADR receberá apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência e direitos de *tag-along* ou, se esses direitos não puderem ser vendidos, ocorrerá a prescrição dos mesmos e o detentor de ADRs não receberá valor algum por eles.

As sentenças de tribunais brasileiros referentes às nossas ações serão pagas apenas em Reais.

Se forem ajuizados processos nos tribunais do Brasil, visando executar as nossas obrigações referentes às nossas ações, não seremos obrigados a quitar quaisquer obrigações em outra moeda que não seja o Real (R\$). No Brasil, em conformidade com as limitações brasileiras de controle de câmbio, uma obrigação de pagar valores denominados em uma moeda que não seja o Real (R\$) somente poderá ser cumprida em moeda brasileira, à taxa de câmbio determinada pelo Banco Central em vigor na data em que a sentença é proferida, e tais valores serão então reajustados para refletir as variações da taxa de câmbio até a data efetiva do pagamento. Assim, a taxa de câmbio prevalecente

pode não propiciar aos investidores não-brasileiros uma plena compensação por eventuais reivindicações decorrentes de, ou relacionadas com as nossas obrigações referentes às nossas ações.

A venda de número significativo de ações, ou a percepção de que aludida venda possa ocorrer, poderia afetar adversamente o preço vigente de nossas ações, ou das ADSs das nossas ações preferenciais ou ordinárias, no mercado.

Em consequência da emissão de novas ações, venda de ações por parte dos acionistas existentes, ou ainda da percepção de que aludida venda possa ocorrer, o preço de mercado de nossas ações e, como consequência, das ADSs das nossas ações preferenciais ou ordinárias, poderá diminuir de maneira significativa.

As ações preferenciais e ADSs de ações preferenciais geralmente não têm direito a voto, e as ADSs de ações ordinárias só podem ser votadas por procuração, por meio do envio de instrução de voto ao depositário.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações e de nosso Estatuto Social, os detentores de nossas ações preferenciais e, por consequência, de nossas ADSs representativas de ações preferenciais não tem direito de voto em nossas Assembleias Gerais, exceto em circunstâncias muito específicas. Os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais poderão também enfrentar dificuldades para exercer certos direitos, incluindo os direitos limitados de voto. Os detentores das ADSs representando nossas ações ordinárias não estão habilitados a votar em nossas Assembleias Gerais de Acionistas, exceto por procuração por meio do envio de instrução de voto ao depositário. Quando não houver tempo hábil para enviar o formulário com instruções de voto ou em caso de omissão no envio da instrução de voto ao depositário, os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais e/ou ordinárias poderão não ser capazes de votar mediante instruções ao depositário.

Emissões de ações no futuro podem diluir as participações de atuais detentores de nossas ações ou ADSs e poderiam afetar significativamente o preço de mercado de tais títulos.

Podemos, no futuro, decidir oferecer ações adicionais para aumentar capital ou para outros fins. Qualquer oferta futura de ações poderia reduzir a participação proporcional e os direitos de voto dos detentores de nossas ações e/ou ADSs, assim como nosso lucro e valor patrimonial por ação ou ADS. Qualquer oferta de ações e ADSs de nossa parte ou de parte de nossos principais acionistas, ou a percepção de que tal oferta seja iminente, poderia ter um efeito adverso sobre o preço de mercado de tais títulos.

O governo brasileiro pode determinar que a tributação de ADSs de Detentores Não-residentes deve ser paga no Brasil.

Em conformidade com o Artigo 26 da Lei 10.833/03 de 29 de dezembro de 2003, a venda de propriedade localizada no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita a imposto de renda, a partir de 1º de fevereiro de 2004. Atualmente, a Companhia entende que ADSs não constituem propriedade localizada no Brasil e, portanto, não devem estar sujeitas à tributação brasileira retida na fonte; no entanto, as Autoridades Tributárias brasileiras podem tentar determinar que há jurisdição brasileira nesta situação, para cobrar imposto de renda no Brasil de Detentores Não-Residentes.

Item 4. Informações sobre a Companhia

A. História e desenvolvimento da Companhia

A **Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG** é uma sociedade por ações de economia mista, e possui sede na Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. A comissão de valores mobiliários dos Estados Unidos, a *Securities and Exchange Commission* (SEC) mantém um site (<http://www.sec.gov>) que contém relatórios, declarações de procuração e informações e outras informações relacionadas a Companhias registradas, como nós, que protocolam informações eletronicamente na SEC. Nosso endereço na internet é <https://www.cemig.com.br>. As informações postadas em nosso website ou que possam ser acessadas por meio de nosso website não são parte integrante, nem estão anexadas ou incorporadas por referência a este Formulário 20-F.

A Cemig construiu suas três primeiras usinas hidrelétricas na década de 1950 e iniciou suas operações de transmissão e distribuição de energia em 1960. A Cemig foi constituída em 22 de maio de 1952. Ela foi constituída e é uma companhia existente de acordo com as leis do Brasil e do estado de Minas Gerais. Na década de 1970, a Cemig assumiu a distribuição de energia na região da cidade de Belo Horizonte, comissionou a hidrelétrica de *São Simão* e avançou na transmissão de energia com a construção de 6.000 km de linhas de transmissão.

Na década de 1980, uma parceria entre a Cemig, a Eletrobrás e o Governo Federal lançaram o Programa Minas- Luz, para expandir o atendimento a populações de baixa renda em áreas rurais e subúrbios urbanos, incluindo as favelas. A usina hidrelétrica de *Emborcação*, no rio Paranaíba, entrou em operação em 1982. Naquela época, junto com a usina de *São Simão*, a usina de Emborcação triplicou a capacidade de geração da Companhia. Em 1983, a Cemig estabeleceu a Assessoria de Coordenação do Programa Ecológico, responsável pelo planejamento e desenvolvimento de uma política específica de proteção ambiental. Essa nova unidade fomentou a pesquisa de fontes alternativas de energia, como geração eólica e solar, através de biomassa e de gás natural. Desde então, a Companhia tem focado seus projetos de pesquisa nessas fontes alternativas de energia.

Em 1986 foi incorporada a Companhia de Gás de Minas Gerais – Gasmig, uma Companhia de distribuição de gás natural, subsidiária da Cemig. No final da década de 1980, o negócio de distribuição de energia da Cemig detinha uma participação de mercado no estado de Minas Gerais de 96%.

No ano 2000, a Cemig foi incluída pela primeira vez no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, reconhecimento que vem se repetindo desde então. Em nosso entendimento isso confirma nossa dedicação ao equilíbrio entre os pilares econômico, ambiental e social da sustentabilidade empresarial. No ano de 2001, as ADRs da Cemig representando suas ações preferenciais foram reclassificadas passando a integrar o Nível 2 na Bolsa de Valores de Nova York. Em 2004, devido a novas exigências legais e regulatórias, a Cemig transferiu suas operações para duas subsidiárias integrais: a Companhia de geração e transmissão de energia **Cemig Geração e Transmissão S.A.** ('Cemig GT') e a distribuidora de energia **Cemig Distribuição S.A.** ('Cemig D').

Em 2006, a Cemig começou a operar em outros estados, com a aquisição de uma participação significativa na Light S.A. ('Light'), cuja concessão está localizada no estado do Rio de Janeiro, e na Transmissoras Brasileiras de Energia ('TBE'), proprietária de linhas de transmissão no Norte, Centro-Oeste e Sul do Brasil. Em 2008, a Cemig iniciou sua participação no projeto de geração da UHE *Santo Antônio* no rio Madeira. Em abril de 2009, a Cemig GT adquiriu a Terna Participações S.A., atualmente denominada Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ('Taesa'). Em maio de 2013, ampliamos nossa participação no segmento de transmissão de energia com a aquisição de participações em cinco outras empresas de transmissão. Dessa forma, a Cemig aumentou de 5,4% para 12,6% sua participação no mercado brasileiro de transmissão de energia. Em 2011, a Cemig GT expandiu sua participação em ativos relevantes de geração e transmissão, incluindo a aquisição, pela Amazônia Energia S.A. (da qual a Cemig e a Light possuem, respectivamente, 74,5% e 25,5% do capital total) de 9,77% da Norte Energia S.A. ('NESA'), proprietária da concessão para a construção e operação da Usina Hidrelétrica de *Belo Monte*, no rio Xingu, no estado do Pará. A transação acrescentou 818 MW de capacidade de geração às nossas atividades totais e acrescentou 280 MW à capacidade total de geração da Light. Também em 2011, a Cemig adquiriu uma participação majoritária na Renova Energia S.A. ('Renova'), que há mais de uma década atua no segmento de pequenas centrais hidrelétricas ('PCHs'), e parques eólicos. Em 2015, foi concluída a associação entre a Vale S.A. ('Vale') e a Cemig GT constituindo a Aliança Geração de Energia ('Aliança'). As duas empresas subscreveram ações emitidas pela Aliança que foram pagas através de participações detidas nos seguintes ativos de geração de energia: *Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I, Capim Branco II, Aimorés e Candonga*;

mais uma participação de 100% nas seguintes SPEs de geração eólica: Central Eólica Garrote Ltda., Central Eólica Santo Inácio III Ltda., Central Eólica Santo Inácio IV Ltda., Central Eólica São Raimundo Ltda., e Central Eólica São Raimundo Ltda. A Cemig GT venceu a concessão do Lote D no Leilão Aneel nº 012/2015, destinado à contratação para usinas hidrelétricas em regime de alocação de cotas de sua Garantia Física de Energia e de Potência. O lote D é composto por 13 usinas que antes pertenciam à Cemig, e outras cinco usinas pertencentes a Furnas Centrais Elétricas S.A. ('Furnas'). A potência de geração instalada dessas 18 usinas é de 699,57 MW.

Em 17 de julho de 2019, no âmbito da oferta pública de ações realizada pela Light, a Companhia alienou 33.333.333 de ações desta investida de sua titularidade ao preço de R\$ 18,75 por ação e no valor total de R\$ 625 milhões.

Em 22 de janeiro de 2021, a Companhia alienou 68.621.264 ações que detinha naquela investida, ao preço por ação de R\$20,00, no valor total de R\$1.372 milhões. A transação se insere no contexto de execução do Programa de desinvestimento da Companhia. Com a conclusão desta transação, a Cemig deixou de ser acionista da Light.

Em 11 de novembro de 2021, a Cemig firmou um Contrato de Compra de Ações ("o Contrato") com a AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, incluindo os seguintes termos ('a Transação'): (i) venda de toda a participação da Cemig na Renova Energia S.A. – em Recuperação Judicial, (ii) cessão, para consideração, de todos os créditos devidos à Cemig pela Renova Comercializadora de Energia S.A. – em Recuperação Judicial – por uma contrapartida total de R\$ 60 milhões, e (iii) um direito contingente de ganho (*earn-out*) para Cemig sujeito a determinados eventos futuros.

Em 5 de maio de 2022, a Cemig concluiu a venda de toda a sua participação na capital social da Renova Energia S.A. – em Recuperação Judicial – bem como a cessão, onerosa, de todos os créditos devidos à Cemig pela Renova Comercializadora de Energia S.A. – em Recuperação Judicial – por uma contrapartida total de R\$60 milhões, com direito a receber um ganho sujeito a determinados eventos futuros, conforme previsto no Contrato de Compra de Ações assinado com AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia em 11 de novembro de 2021.

Em 20 de março de 2023, a CEMIG concluiu a alienação da totalidade da participação societária – equivalente a 7,53% do Capital Social – que detinha direta e indiretamente na Madeira Energia S.A. ("MESA"), controladora da Santo Antônio Energia S.A. ("SAE"), para Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas"), por R\$55,4 milhões.

Em 6 de outubro de 2023 a Companhia concluiu a venda para Furnas da totalidade de sua participação, de 69,39%, no capital social da Baguari Energia, que representa uma participação indireta de 34% no Consórcio Baguari, que opera a Usina Hidrelétrica Baguari, localizada em Minas Gerais, que possui capacidade instalada de 140 MW e 81,9 MW de garantia física. A transação totalizou R\$ 393,0 milhões, atualizados por 100% do CDI desde 31 de dezembro de 2022 até o pagamento efetuado em 06 de outubro de 2023. Desse valor foram deduzidos dividendos de R\$11,6 milhões recebidos em 03 de outubro de 2023, resultando no recebimento do valor de fechamento de R\$421,2 milhões.

Em 22 de novembro de 2023, a CEMIG GT, subsidiária integral da CEMIG, concluiu a venda de sua participação direta de 49,9% no capital social da Retiro Baixo Energética S.A. ("Retiro Baixo") para Furnas. A transação totalizou R\$223,4 milhões, atualizados por 100% do CDI de 31 de dezembro de 2022. Desse valor foram deduzidos os dividendos de R\$5,9 milhões recebidos em 28 de junho de 2023, resultando no recebimento líquido do valor de fechamento de R\$217,5 milhões.

A seguir estão descritas algumas atividades relacionadas às subsidiárias da CEMIG, controladas em conjunto e coligadas da Cemig durante os exercícios de 2023, 2022 e 2021 (agregados por negócio):

GRUPO RENOVA

Alienação de participação

Em 11 de novembro de 2021, a Cemig firmou um Contrato de Compra e Venda de Ações ('o Contrato') com a AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, incluindo os seguintes termos: (i) venda de toda a participação da Cemig na Renova Energia S.A. – em Recuperação Judicial; (ii) cessão de todos os créditos devidos à CEMIG pela Renova Comercializadora de Energia S.A. – em Recuperação Judicial – por uma contraprestação em dinheiro de R\$ 60 milhões, e (iii) um direito de ganho (earn-out) para Cemig sujeito a determinados eventos futuros.

Em 5 de maio de 2022, a Cemig GT concluiu a venda de toda a sua participação acionária detida na Renova, bem como a cessão de todos os créditos devidos à Cemig GT pela Renova por contraprestação em dinheiro de R\$ 60 milhões, conforme previsto no Acordo.

Desinvestimento: Ativas Data Center S.A.

No dia 28 de dezembro de 2022, a Cemig concluiu a venda de toda a sua participação acionária na Ativas Data Center S. A. ('Ativas') à Sonda Procwork Informática Ltda. ('Sonda'). O preço de venda foi de R\$ 60,02 milhões, que foi pago pela Sonda por compensação de: (i) um contrato de empréstimo entre a CEMIG e a Sonda no montante de R\$ 57,58 milhões; e (ii) um saldo devedor de indenização devido pela CEMIG à Sonda, de R\$ 2,44 milhões. Com a conclusão desta transação, a Cemig não tem ações na Ativas, e a Sonda é proprietária de 100% da Ativas.

Desinvestimento: Axxiom

Em 22 de dezembro de 2022, a CEMIG assinou um contrato de compra e venda de ações para alienação de sua participação acionária de 49% na Axxiom Soluções Tecnológicas S.A. ('Axxiom') à Light S.A., proprietária dos restantes 51%. O acordo está sujeito a certas condições precedentes, que se espera que sejam satisfeitas nos próximos meses, após o qual a transação será concluída. O acordo tem um pagamento simbólico pela Light de R\$ 1,00, com liquidação dos ativos e passivos da Axxiom. A transação foi concluída em 17 de abril de 2023.

Esta transação está em consonância com o planejamento estratégico da Companhia, que inclui a alienação de ativos que não atuam nas principais atividades do Grupo Cemig.

Desinvestimento: Madeira Energia S.A.

Em 20 de março de 2023, a Cemig GT concluiu a alienação da totalidade da participação societária – equivalente a 7,53% do capital social – que detinha direta e indiretamente na Madeira Energia S.A, controladora da Santo Antônio Energia S.A., para Furnas Centrais Elétricas S.A., por R\$ 55,4 milhões. A Santo Antônio Energia S.A. tem por objeto a operação e manutenção da UHE Santo Antônio, localizada no estado de Rondônia.

Esta venda foi realizada no contexto da execução do Programa de Desinvestimentos da CEMIG, para que a Companhia redirecione seus esforços de gestão e alocação de capital para o estado de Minas Gerais.

Desinvestimento: Baguari Energia

Em 14 de abril de 2023, a Cemig GT assinou contrato de compra e venda de ações com Furnas Centrais Elétricas S.A. para alienação de sua participação indireta de 34% no Consórcio UHE Baguari, que opera a UHE Baguari em Minas Gerais, representando 69,39% do capital social da Baguari Energia. Com a conclusão da operação, a Cemig GT deixa de ter participação acionária na Baguari Energia e, portanto, não possui participação no Consórcio UHE Baguari. A transação foi concluída em 6 de outubro de 2023, resultando em um valor arrecadado de R\$ 432,8 milhões.

A venda está alinhada ao Planejamento Estratégico da Companhia, que prevê a alienação de participações minoritárias do Grupo Cemig.

Desinvestimento: Retiro Baixo Energia Energética S.A.

Em 14 de abril de 2023, a Cemig GT assinou contrato de compra de ações com Furnas Centrais Elétrica S.A. para alienação de sua participação de 49,9% na Retiro Baixo Energética S.A., que opera a UHE Retiro Baixo em Minas Gerais. A transação foi concluída em 22 de novembro de 2023, resultando em um valor arrecadado de R\$ 223,4 milhões.

A venda está alinhada ao Planejamento Estratégico da Companhia, que prevê a alienação de participações minoritárias do Grupo Cemig.

Transmissora Aliança de Energia Elétrica (Taesa)

Taesa vence quatro lotes de projetos de transmissão

Em 17 de dezembro de 2021, a Taesa venceu a disputa pelo Lote 1 do Leilão de Transmissão 02/2021, promovido nessa data pela Aneel. É prevista que o projeto gerará um montante adicional de R\$ 129,9 milhões de RAP para a Companhia, resultado de um desconto oferecido de 47.76%. O Lote 1 é composto por 363 km de linhas de transmissão, nos estados de São Paulo e Paraná, com previsão de investimento de R\$ 1,75 bilhões, segundo a Aneel, que estima um período de construção de 60 meses.

Em 30 de junho de 2022, a Taesa venceu a disputa pelo Lote 10 do Leilão de Transmissão 01/2022, promovido nessa data pela Aneel. É prevista de gerar um montante adicional de R\$ 18,8 milhões de RAP para a empresa, resultado de um desconto oferecido de 47.86%. O Lote 10 é composto por 93 km de linhas de transmissão, nos estados de São Paulo e Paraná, com previsão de investimento de R\$ 243 milhões, segundo a Aneel, que estima um período de construção de 54 meses.

Em 16 de dezembro de 2022, Taesa venceu as licitações para dois lotes do Leilão de Transmissão 02/2022.

O Lote 3 deverá gerar mais R\$ 91,4 milhões de RAP para a empresa, resultado de um desconto de 47,94% oferecido, e é composto de 279 km de linhas de transmissão e 4 subestações, nos estados do Maranhão e Pará. Tem uma previsão de investimento de R\$ 1,12 bilhões, segundo a ANEEL, que estima um período de construção de 60 meses.

O Lote 5 deverá gerar mais R\$ 152,2 milhões de RAP para a empresa, resultado de um desconto de 34,21% oferecido, e seu objeto é a continuação da prestação de serviços em instalações existentes nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Tem uma previsão de investimento de R\$ 1,18 bilhões, segundo a ANEEL, que estima um período de construção de 60 meses. Parte desse investimento refere-se a uma indenização à antiga concessionária e gerará receita imediatamente.

Estes lotes arrematados têm sinergias importantes. Devem aproveitar a estrutura operacional e de manutenção existente da Taesa, além de eficiências esperadas de capex, e a provável entrega antecipada de projetos, como normalmente realizada pela Taesa.

CEMIG Soluções Inteligentes em Energia – CEMIG SIM

Em 08 de outubro de 2019, foi lançada a Cemig Soluções Inteligentes em Energia – Cemig SIM. Ela compreende as atividades da Efficientia S.A. ('Efficientia') e da Cemig Geração Distribuída – Cemig GD. O estatuto social da Efficientia foi alterado para se adequar ao novo objeto da Cemig SIM e à alteração da razão social. Em 19 de outubro de 2020, a Assembleia Geral Extraordinária da CEMIG aprovou a fusão da Cemig Geração Distribuída – CEMIG GD (subsidiária integral), pelo valor contábil, e como resultado a investida deixou de existir e a Companhia assumiu todos os seus direitos e responsabilidades. A proposta é que o CEMIG SIM atue, neste primeiro momento, mas sem limitação, nos seguintes segmentos: Geração distribuída, serviços de conta, cogeração, eficiência energética (com recursos do Programa de eficiência Energética – P.E.E.) e gerenciamento de suprimento e armazenamento.

Em 25 de novembro de 2020, a Cemig SIM – subsidiária integral da Companhia – adquiriu por R\$ 55 milhões 49% de participação em sete sociedades de propósito específico que operam em geração solar fotovoltaica para o mercado

de geração distribuída, com capacidade instalada total de 29,45MWp. Em 19 de agosto e 30 de setembro de 2020 essa subsidiária integral havia adquirido 49% de participação em duas outras SPEs operando no mesmo segmento de mercado, nos valores de R\$ 8 milhões e R\$ 10 milhões, respectivamente, com potência instalada total de 11,62MWp.

Em 2022, a CEMIG SIM investiu R\$82 milhões na aquisição de Usinas fotovoltaicas. Em 31 de dezembro de 2022, a CEMIG SIM tinha 5.600 clientes.

Em 2023, a CEMIG SIM investiu R\$212 milhões na aquisição de Usinas fotovoltaicas. Em 31 de dezembro de 2023, a CEMIG SIM tinha 14.400 clientes.

A CEMIG SIM planeja investir R\$800 milhões de 2024 a 2025 no segmento de Geração Distribuída, de acordo com seus planos estratégicos.

Leilão de transmissão nº 02/2022

Em 16 de dezembro de 2022, a CEMIG GT venceu a disputa pelo Lote 1 do Leilão de Transmissão 02/2022, promovido nessa data pela Aneel. É prevista que o projeto gerará um montante adicional de R\$17 milhões de RAP para a Companhia, resultado de um desconto oferecido de 48.05%. O Lote 1 é composto por 165 km de linhas de transmissão, nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo, com previsão de investimento de R\$199 milhões, segundo a Aneel, que estima um período de construção de 60 meses.

O lote premiado tem importantes sinergias: espera-se que aproveite a estrutura operacional e de manutenção existente da Cemig.

Plano Estratégico Plurianual

O planejamento estratégico da Cemig, composto pelo Plano Plurianual de Negócios (2023-2027), foi revisado e aprovado pelo Conselho de Administração em dezembro de 2023, com previsão de investimentos totais de R\$ 35,6 bilhões e EBITDA total ('Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização') de R\$ 12,2 bilhões previstos até 2028. O planejamento definiu que nossa ambição é:

“Tornar-se líder em satisfação dos clientes, segurança e alcance de níveis de eficiência acima do regulatório, através de uma gestão moderna, sustentável, com geração de valor e promoção de cultura de resultados, investindo com foco em Minas Gerais ”

Este plano visa acelerar a transformação da Cemig, e tem os seguintes fundamentos: satisfação do cliente, 100% digital (transformação digital), busca da eficiência máxima, criação de valor, e gestão ágil com segurança. As principais diretrizes e orientações incluem:

- TI: Digitalizar o CEMIG, permitindo ganho de eficiência e aumento do poder analítico nos negócios;
- RH e Serviços Corporativos: Garantir a obtenção de resultados priorizando o bem-estar dos colaboradores;
- Compras e Logística: Possibilitar a execução da estratégia com um modelo moderno de contratação;
- Jurídico: Transformar a gestão de passivos legais, trabalhistas e fiscais;
- Regulatórias: Agir proativamente com as agências governamentais para captar valor decorrente de questões regulatórias;
- Comunicação: Melhorar a imagem e o relacionamento com os partes interessadas, e municípios, de Minas Gerais;
- Financeiro: Habilitar a execução de investimentos utilizando um nível saudável de alavancagem;
- Controle e Integridade: Gerenciar riscos corporativos e garantir o cumprimento institucional das leis e da ética;
- Inovação: Explorar novas vias de crescimento a partir da transformação do setor, e do desenvolvimento de tecnologias;

- ESG: Manter a empresa socialmente consciente, sustentável e bem gerida;
- Cultura: Consolidar uma cultura organizacional ousada, criando um ambiente seguro, meritocrático, diversificado e inclusivo que nos permita alcançar resultados de negócios sustentáveis e garantir a satisfação de nossos clientes em um mercado competitivo.

Investimento de Capital

Os investimentos de capital realizados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021, em milhões de Reais, foram os seguintes:

Exercício findo em 31 de dezembro de	2023	2022	2021
Rede de distribuição	3.175	2.777	1.553
Geração de energia	752	19	157
Rede de transmissão	168	299	242
Outros (1)	338	404	118
Total despesas de capital (2)	4.433	3.499	2.070

(1) Inclui investimentos em infraestrutura, subsidiárias e outros.

(2) As despesas de capital são apresentadas em nossa Demonstração consolidada do fluxo de caixa, principalmente nas linhas de conta relacionadas a Ativos contratuais, Aquisição de participações acionárias, Aportes de capital em investidas, Imobilizado, Aquisição de subsidiárias e Ativos intangíveis.

Em 2024, planejamos realizar investimentos de capital no valor de aproximadamente R\$5,345 milhões (vs. R\$3,433 milhões em 2023), correspondentes aos nossos programas básico e de expansão. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão dos nossos sistemas de distribuição, geração e transmissão. Os valores previstos para 2023 não incluem investimentos em aquisições, investimentos e outros projetos, que não são remunerados pelo Poder Concedente – que não são reconhecidos nos cálculos de tarifas feitos pela Aneel. Esperamos financiar nossos investimentos de capital em 2024 principalmente com recursos do fluxo de caixa das operações e, em menor grau, por meio de financiamentos.

B. Visão Geral do Negócio

Geral

Nosso negócio está relacionado à geração, transmissão, distribuição e venda de energia, distribuição de gás e fornecimento de soluções energéticas.

CEMIG

Atuamos em operações de compra e venda de energia por meio de nossas subsidiárias. O volume total de recursos de energia em 2023 foi de 97.936 GWh ou 0,6% menos que 98.551 GWh em 2022, e 15,6% mais que 84.716 GWh em 2021. A quantidade de energia produzida por nós em 2023 foi de 6.387 GWh ou 13,5% menos que 7.388 GWh produzido em 2022, e 23,6% a mais que os 5.169 GWh produzidos em 2021. A quantidade de energia adquirida por nós em 2023 foi de 91.550 GWh ou 0,4% a mais que os 91.163 GWh adquiridos em 2022, e 15,1% a mais que os 79.547 GWh adquiridos em 2022. 2021. Esses números incluem 5.550 GWh adquiridos de Itaipu em 2023, 5.596 GWh em 2022 e 5.580 GWh em 2021. Por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e de outras empresas, adquirimos 86 mil em 2023, 85.567 GWh em 2022 e 73.967 GWh em 2021.

Quarenta e seis por cento (46%) da energia comercializada em 2023 (que compreende 44.570 GWh), foi comercializada para clientes finais, cativos e livres. As perdas totais de energia nas redes principais e de distribuição em 2023 totalizaram 6.475 GWh, o que corresponde a 7% dos recursos totais e é 48,4% menor que a perda de 12.538 GWh em 2022. A tabela abaixo apresenta a discriminação dos recursos e necessidades de energia por CEMIG negociados nos últimos três anos:

Balço de Energia Elétrica da CEMIG

(GWh)	2023	2022	2021
FONTES	97.936	98.551	84.716
Energia gerada pela CEMIG	4.979	5.547	3.633
Energia gerada pela Sá Carvalho	314	284	326
Energia gerada pela Horizontes	45	20	51
Energia gerada pela CEMIG PCH	42	70	74
Energia gerada pela Rosal Energia	296	348	338
Energia gerada pelas SPES	554	1.050	731
Energia gerada por Poço Fundo	156	69	16
Energia comprada da Itaipu	5.550	5.596	5.580
Energia comprada na CCEE e de outras empresas	86.000	85.567	73.967
REQUISITOS	97.936	98.551	84.716
Energia entregue a clientes finais (2)	44.570	49.498	46.120
Energia entregue pela CEMIG H	15.607	-	-
Energia entregue pela Sá Carvalho	472	472	472
Energia entregue pela Horizontes	81	88	87
Energia entregue pela CEMIG PCH	121	121	120
Energia entregue pela Rosal Energia	219	244	214
Energia entregue pelas SPES	519	830	1.111
Energia entregue pela Poço Fundo	149	75	11
Energia entregue à CCEE e outras empresas	29.723	34.685	29.864
Perdas	6.475	12.538	6.717

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (420 GWh em 2023) e ao consumo interno das usinas de geração.

(2) Inclui energia entregue a consumidores fora da área de concessão (Atacadista e Varejista).

Geração

O negócio de geração de energia elétrica consiste na geração de energia a partir de fontes renováveis de energia (água, vento, sol e biomassa).

Em 31 de dezembro de 2023, fomos um dos maiores grupos de geração de energia no Brasil, com base na capacidade instalada total. Naquela data estávamos gerando energia em 68 centrais elétricas, sendo Pequenas Centrais Hidrelétricas ('PCHs'), e Usinas Hidrelétricas de Energia ('UHEs'), eólicas e solares, com capacidade instalada total de mais de 5.190 MW (5.519 MWh em 2022), com usinas em nove estados do Brasil. A grande maioria de nossa capacidade é gerada em usinas hidrelétricas (96,52% da capacidade instalada), sendo o restante gerado por parques eólicos (3,43%) e termoeletriciticas (0,05%).

Nossas cinco principais usinas representaram mais de 73,4% da nossa capacidade instalada de geração de energia em 2023:

Ranking (capacidade instalada)	Usina de geração	Participação das Empresas do Grupo CEMIG	Restrito / irrestrito	Capacidade instalada (MW)*	Início da operação comercial	Fim da Concessão ou Autorização	Tipo de usina	Participação da Cemig
1º	Belo Monte	Norte Energia	Irrestrito	1.313,0	2016	11/07/2046	UHE	11,69%
2º	Teodomiro C. Santiago	CEMIG GT	Restrito	1.192,0	1982	26/05/2027	UHE	100,00%
3º	Nova Ponte	CEMIG GT	Restrito	510,0	1994	12/08/2027	UHE	100,00%
4º	Irapé	CEMIG GT	Restrito	399,0	2006	19/09/2037	UHE	100,00%
5º	Três Marias	CEMIG GT	Restrito	396,0	1962	03/01/2053	UHE	100,00%
Subtotal (5 maiores)				3.810,0				
Total (todas as usinas)				5.190,0				

(*) A capacidade instalada apresentada se refere à participação da Cemig.

Transmissão

O negócio de transmissão consiste em transportar energia das instalações onde é gerada para pontos de consumo, redes de distribuição e Clientes Livres. Sua receita depende diretamente da disponibilidade de seus ativos. A rede de transmissão compõe-se de linhas de transmissão de energia e subestações com nível de tensão igual ou superior a 230kV, e integra a rede nacional brasileira, regulamentada pela Aneel e operada pelo ONS. Veja a seção O setor elétrico brasileiro.

No dia 31 de dezembro de 2023, a CEMIG GT e outras redes de transmissão da CEMIG possuíam aproximadamente 4.653 milhas de linhas, conforme segue:

Classificação	CEMIG GT e outras redes de transmissão da Cemig (milhas)	
	CEMIG GT	Outras empresas Grupo CEMIG (1)
Linhas de >525 kV	-	104
Linhas de 500 kV	1.356	851
Linhas de 440 kV	-	68
Linhas de 345 kV	1.294	21
Linhas de 230 kV	494	465
Linhas de 220 kV	-	-
Total	3.144	1.509

(1) Proporcional à participação da Cemig na concessão em questão.

Distribuição

Dentro do Grupo Cemig, as atividades de distribuição de energia são conduzidas por uma subsidiária integral, a Cemig Distribuição ('Cemig D').

A Cemig D possui cinco contratos de concessão para serviço público de distribuição de energia no Estado de Minas Gerais, concedendo direitos à operação comercial de serviços relacionados ao fornecimento de energia a clientes no Mercado Regulado (Ambiente de Contratação Regulada, ou ACR) nos municípios da sua área de concessão, incluindo os clientes que possam ser elegíveis, nos termos da legislação, a se tornarem clientes no Mercado Livre (Ambiente de Contratação Livre, ou ACL).

A área de concessão da CEMIG D cobre 219.104 milhas quadradas, ou 96,7% do território do Estado de Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2023, o sistema energético da CEMIG D compreendia 344.006 milhas de linhas de distribuição,

por meio das quais fornecia 23.870 GWh para 9.211.723 clientes regulados e transportava 23.742 GWh para 2.988 clientes livres que utilizam nossas redes de distribuição. O volume total de energia distribuída foi de 47.612 GWh, dos quais 46,8% foram distribuídos para clientes industriais regulados e livres, 13,4% para clientes comerciais regulados e livres, 25,4% para clientes residenciais regulados e 14,4% para outros clientes regulados e livres.

Outros Negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia, também operamos nos seguintes negócios: (i) geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética (com recursos do Programa de Eficiência Energética, ou 'P.E.E.), gestão de fornecimento e armazenamento, por meio de nossa subsidiária Cemig Soluções Inteligentes em Energia (Cemig SIM); (ii) venda e comercialização de energia, por meio da estruturação e intermediação de operações de compra e venda, comercializando energia no Mercado Livre, por meio de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A. e Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.; (iii) aquisição, transporte e distribuição de gás e seus subprodutos e derivados através da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig).

Fontes de receita

A tabela a seguir apresenta as receitas atribuídas a cada uma de nossas principais fontes de receita, em milhões de Reais, nos períodos indicados:

Exercício findo em 31 de dezembro de	2023	2022	2021
Receita de fornecimento de energia	31.671	30.158	29.619
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	4.417	3.685	3.448
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e Outros componentes financeiros, em ajustes de tarifas	(213)	(1.147)	2.146
Componente financeiro decorrente da devolução de valores recolhidos de PIS/Pasep e Cofins aos clientes – realização	1.909	2.360	1.317
Receita de transmissão			
Receita de manutenção e operação de transmissão	373	413	355
Receita de construção da transmissão	242	407	252
Receita de juros decorrente do componente financiamento no ativo contratual de transmissão	524	575	660
Receita de indenização de geração	93	47	-
Receitas de construção	3.899	3.246	1.852
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	149	39	54
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	412	467	523
Transações com energia na CCEE	146	183	1.157
Mecanismo da venda de excedentes	(4)	453	453
Fornecimento de gás	4.139	4.529	3.470
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(139)	(94)	(70)
Recuperação de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins sobre ICMS	-	-	154
Créditos de PIS, Pasep e Cofins a serem reembolsados aos consumidores	-	(830)	-
Outras receitas operacionais	2.316	2.658	1.935
Impostos e encargos incidentes sobre a receita	(13.084)	(12.686)	(13.679)
Total das receitas líquidas	36.850	34.463	33.646

Geração e Comércio de Energia

Visão Geral

As cinco principais usinas da CEMIG representavam mais de 73,4% de sua capacidade instalada de geração de energia em 31 de dezembro de 2023 (69% em 2022).

O mercado da Cemig consiste na venda de energia para:

- Clientes regulados pela Cemig, na área de concessão no Estado de Minas Gerais;
- Clientes Livres, no Estado de Minas Gerais e em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;
- Outros agentes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, também no Mercado Livre;
- Distribuidores, no Mercado Regulado; e
- CCEE (eliminando transações existentes entre as empresas do Grupo Cemig).

O volume total de transações de energia em 2023 foi de 97.936 GWh, um aumento de 2,5% em comparação aos 95.551 GWh de 2022.

Ativos de Geração

Na data deste relatório anual, as subsidiárias, entidades controladas em conjunto e afiliadas da CEMIG operavam 57 usinas hidrelétricas (5.010,4 MW), 9 parques eólicos (175,7 MW) e 2 usinas fotovoltaicas (3,9 MW), totalizando 5.190,0 MW.

Constituímos subsidiárias integrais no Estado de Minas Gerais e em outros estados do Brasil, para operarmos algumas de nossas instalações de geração de energia e deter as respectivas concessões.

A seguir estão empresas nas quais a Cemig GT detém 100% do capital:

- CEMIG Geração Camargos S.A., CEMIG Geração Itutinga S.A., CEMIG Geração Leste S.A., CEMIG Geração Oeste S.A., CEMIG Geração Salto Grande S.A., CEMIG Geração Sul S.A. e CEMIG Geração Três Marias S.A. Em 2016, a CEMIG GT transferiu essas empresas para 7 Sociedades de Propósito Específico ('SPEs') para deter os contratos de concessão de 18 hidrelétricas ganhas no leilão do ano anterior. A capacidade total de geração instalada assegurada ao portfólio da CEMIG GT foi de 699,6 MW. Em 31 de maio de 2023, a Cemig Geração Salto Grande S.A. e a Cemig Geração Três Marias S.A. foram incorporadas pela Cemig GT;
- Cemig PCH S.A. – Produtor independente de energia, operando a PCH Pai Joaquim.
- Horizontes Energia S.A. – Produtora independente de energia, operando a PCH Machado Mineiro em Minas Gerais; e as usinas hidrelétricas de Salto do Voltão e Salto do Passo Velho, no estado de Santa Catarina.
- Rosal Energia S.A. – Concessionária operando através da Usina Hidrelétrica Rosal, localizada na divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.
- Sá Carvalho S.A. – Produção e comercialização de energia como concessionária do serviço público de energia, através da Usina Hidrelétrica Sá Carvalho.
- Cemig Geração Poço Fundo S.A. – Produtor independente de energia, operando a pequena central hidroelétrica Poço Fundo, no estado de Minas Gerais, cujos ativos foram transferidos para a Cemig GT.

As empresas de geração em que a Cemig GT tem participação conjunta são:

- Aliança Geração de Energia S.A. (45%) – Plataforma de crescimento e consolidação dos ativos de geração detidos pela CEMIG GT e Vale (55%). Os ativos envolvidos na formação da Aliança incluem as usinas hidrelétricas Aimorés e Funil e os seguintes consórcios de geração: Porto Estrela, Igarapava, Capim Branco I, Capim Branco II e Candonga. Além das hidrelétricas em operação, há dois parques eólicos em operação no

Nordeste do Brasil, Santo Inácio e Gravier. A empresa possui capacidade instalada de 1.328 MW em operação, e será responsável por investimentos em futuros projetos de geração de energia;

- Aliança Norte Energia Participações S.A. (49%) – em conjunto com a Vale (51%), a Companhia detém participação de 9% da Norte Energia S.A., detentora da concessão para exploração da usina hidrelétrica de Belo Monte, correspondente a uma participação indireta de 4,41 % e representando uma capacidade instalada de 495 MW;
- Amazônia Energia Participações S.A. (49% do capital votante, 74,5% do capital total) – Detida em conjunto com a Light (25,5%), detém 9,77% da Norte Energia S.A., representando uma capacidade instalada de 818 MW detida indiretamente pela CEMIG GT;
- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (49%) – Produtora independente de energia que opera a PCH Cachoeirão, localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. Os outros 51% são detidos pela Santa Maria Energética;
- Hidrelétrica Pipoca S.A. (49%) – Produtora independente de energia que construiu e opera a PCH Pipoca, no Rio Manhuaçu, nos municípios de Caratinga e Ipanema, no Estado de Minas Gerais. Os outros 51% são detidos pela Serena Energia S.A.;
- Paracambi Energética S.A. (denominada Lightger S.A até outubro de 2022) (49%) – Produtora independente de energia, constituída para construir e operar a PCH (ou PCH) Paracambi, no rio Ribeirão das Lages, no município de Paracambi, no estado do Rio de Janeiro. Os 51% restantes são de propriedade da Light;
- Guanhães Energia S.A. (49%) – A Guanhães Energia S.A. é uma sociedade controlada em conjunto, que possui quatro subsidiárias integrais – PCH Dores de Guanhães S.A., PCH Senhora do Porto S.A., PCH Jacaré S.A. e PCH Fortuna II S.A.. A Guanhães Energia S.A. atua na operação comercial dessas quatro PCHs. Três delas – Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré – ficam no município de Dores de Guanhães; e um, Fortuna II, está nos municípios de Virginópolis e Guanhães, todos no Estado de Minas Gerais. Em julho de 2021, o projeto atingiu sua capacidade instalada agregada de 44 MW;
- A Usina Hidrelétrica Queimado – CEMIG GT detém 82,5% de participação nesta entidade e nosso parceiro neste projeto é a CEB Participações S.A. ('CEBPar'), subsidiária da Companhia Energética de Brasília ('CEB'), que detém 17,5% de participação acionária na planta.

Parques Eólicos

Os parques eólicos se tornaram um dos meios mais promissores de geração de energia no Brasil. Além de seu reduzido impacto ambiental, esta fonte de energia é completamente renovável e amplamente disponível no Brasil, de acordo com diversos estudos de potencial eólico. Seu rápido desenvolvimento técnico durante as décadas recentes resultou em custos cada vez mais baixos por MWh em comparação com outros meios de geração de energia. A Cemig monitorou e acompanhou a rápida evolução da geração de energia eólica e sua inclusão na carteira de energia brasileira.

A Cemig GT detém 100% do patrimônio das seguintes empresas com investimentos em parques eólicos:

Central Eólica Praia de Parajuru S.A e Central Eólica Volta do Rio – Parques eólicos localizados no Estado do Ceará com uma capacidade instalada total de 70,8 MW.

A Cemig GT tem participação em conjunto nas seguintes empresas com parques eólicos em implantação:

Aliança Geração de Energia S.A. (45%) – Quatro parques eólicos (Garrote, São Raimundo, Santo Inácio III e Santo Inácio IV). O projeto, localizado em Icapuí, no estado do Ceará, iniciou sua operação comercial em dezembro de 2017 e tem capacidade instalada de 98,7 MW.

A construção do Projeto Eólico Gravier, localizado em Icapuí, também no Estado do Ceará, começou em janeiro de 2021 e iniciou-se a operação comercial completa em dezembro de 2022. O projeto tem 17 aerogeradores, com capacidade instalada total de 71,4 MW.

Há também um projeto em construção, o Projeto Eólico Acauã (composto por Acauã I, Acauã II e Acauã III), no estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada total de 109,2 MW, e início da operação comercial previsto para segundo semestre de 2024.

Expansão e capacidade de geração

Poço Fundo

Em 5 de fevereiro de 2019, a agência reguladora, Aneel, aprovou a expansão da capacidade instalada de Poço Fundo, uma Pequena Central Hidrelétrica localizada no rio Machado, no estado de Minas Gerais, de 9,16 MW para 30 MW. Além disso, a concessão foi prorrogada até 27 de maio de 2052. A usina é composta por duas unidades geradoras de 15 MW cada.

As obras de expansão estavam em andamento desde janeiro de 2020. A primeira unidade geradora iniciou operação comercial em 30 de setembro de 2022, e a segunda em 1 de outubro de 2022.

Três Marias GD

Em 20 de dezembro de 2021 foi iniciada a operação da usina fotovoltaica Três Marias Geração Distribuída. Esta é a segunda usina solar projetada e construída pela CEMIG GT. O valor do investimento em 2023 foi de R\$14,5 milhões (R\$140 milhões em 2022). A usina tem capacidade de 2,5 MWp e está localizada próxima à Usina Hidrelétrica Três Marias.

Outros projetos Greenfield

A Companhia vem desenvolvendo outros projetos *greenfield* alinhados ao seu planejamento estratégico. Estão em construção os seguintes projetos com perspectiva de início de operação em maio de 2024:

- PV Advogado Eduardo Soares (100 MWp)
- PV Jusante (87 MWp)

A CEMIG GT continua a desenvolver projetos de energia hidrelétrica, eólica e solar. O objetivo é aumentar o poder de geração em até 1,9 GW, com investimentos de R\$ 26,6 bilhões, até 2032, a fim de cumprir os planos estratégicos.

Em 23 de agosto de 2022, a Companhia assinou contratos de EPC (Engenharia, Compras e Construção) para construção das centrais fotovoltaicas Advogado Eduardo Soares e Jusante, para as quais o capex planejado é de R\$ 824 milhões – R\$ 447 milhões para Advogado Eduardo Soares e R\$ 377 milhões para Jusante.

A usina de Advogado Eduardo Soares, em um local de propriedade da Companhia em Montes Claros, MG, terá capacidade instalada de inversão de 85MW (100,4 MWp). A usina Jusante, em um local de propriedade da Companhia em São Gonçalo do Abaeté, Minas Gerais, terá 7 instalações geradoras, cada uma com capacidade de inversão de 10MW (87 MWp).

A implementação destas usinas está alinhada com o planejamento estratégico do grupo CEMIG, reforçando a sua geração a partir de fontes renováveis, com rentabilidade compatível com o custo de capital da Companhia para este tipo de projeto.

A CEMIG GT também está desenvolvendo projetos fotovoltaicos flutuantes, aproveitando ao máximo as suas centrais hidrelétricas existentes para o estabelecimento das maiores centrais deste tipo nas Américas. A Companhia pretende completar o processo licitatório para a construção destas fábricas até ao final de 2025.

CEMIG SIM

A CEMIG SIM, subsidiária integral da CEMIG que opera em geração distribuída e soluções de energia, investiu R\$212 milhões em 2023 na aquisição de usinas fotovoltaicas. Atualmente, o CEMIG SIM possui 14.000 clientes.

Como parte de seus planos estratégicos, a CEMIG SIM pretende investir R\$ 800 milhões de 2024 a 2025 no segmento de Geração Distribuída.

Transmissão

Visão Geral

O setor de transmissão consiste na transferência de grandes volumes de energia gerados nas usinas para clientes conectados diretamente à rede básica de transmissão, Clientes Livres e empresas de distribuição. Nossa rede de transmissão é composta por linhas de transmissão e subestações abaixadoras com tensões variando de 230 kV a 500 kV.

Todos os usuários da rede básica, incluindo geradores, distribuidores, Clientes Livres, dentre outros, celebram Contratos de Uso do Sistema de Transmissão ('CUST'), com o ONS e efetuam pagamentos para as empresas de transmissão para disponibilizar o uso de seus equipamentos básicos de rede de transmissão. Veja a seção O setor elétrico brasileiro e Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.

As tabelas a seguir apresentam informações operacionais relativas à nossa capacidade de transmissão nas datas indicadas:

Extensão da Rede de Transmissão (km) em 31 de dezembro de:			
Tensão das linhas de transmissão	2023	2022	2021
500 kV	1.356	1.356	1.355
345 kV	1.294	1.267	1.230
230 kV	494	494	483
Total	3.144	3.117	3.068

Capacidade de transformação (1) das subestações de transmissão em 31/dezembro:			
Subestações	2023	2022	2021
Número de subestações de transmissão (2)	41	40	39
MVA	20,101.75	19,078.15	18,613.15

(1) A capacidade de transformação refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.

(2) As subestações compartilhadas não estão incluídas.

As tabelas a seguir apresentam informações operacionais relativas à nossa capacidade de transmissão dos negócios em conjunto e são proporcionais à participação do Grupo Cemig, nas datas indicadas:

Extensão da Rede de Transmissão (milhas) em 31 de dezembro,			
Tensão das linhas de transmissão	2023	2022	2021
>525 kV	104	168	70
500 kV	851	1.370	799
440 kV	68	109	68
345 kV	21	33	67
230 kV	465	675	377
Total	1.509	1.463	1.381

Ativos de transmissão

Furnas–Linha de transmissão Pimenta (Companhia de Transmissão Centroeste de Minas – ‘Centroeste’) – Em setembro de 2004, um consórcio formado por Furnas e pela Cemig, com participações de 49% e 51%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da Aneel para a linha de transmissão Furnas–Pimenta. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A., responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 345 kV, com extensão de 62,8 km, conecta a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na região centro-oeste de Minas Gerais. A operação comercial teve início em março de 2010 e a concessão expira em março de 2035. Em 13 de janeiro de 2020, a Companhia concluiu a aquisição de 49% do capital social detido pela Eletrobras na Centroeste, passando a ser desde então a única proprietária da investida.

Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – Taesa é uma empresa privada controlada em conjunto pela Cemig, que detém 36,97% do capital votante e 21,68% do capital total da Taesa, e pela ISA Investimentos e Participações do Brasil S.A. (14,88% do capital total).

Em 23 de dezembro de 2021, a Cemig concluiu aquisição da totalidade das participações detidas pela Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A. e Cobra Instalaciones y Servicios S.A. em **Sete Lagoas Transmissora de Energia S.A. (‘SLTE’)**, tornando-se o detentor de 100% de ações dessa empresa. O valor desembolsado pela Cemig foi de R\$ 48 milhões. A SLTE adquiriu a concessão para Lote H do Leilão Aneel 008/2010, para construção e operação da subestação Sete Lagoas 4. O período de concessão da subestação Sete Lagoas 4 dura de junho de 2014 até junho de 2041.

Distribuição e compra de energia elétrica

Visão Geral

Nossas operações de distribuição consistem em transferências de energia de subestações de distribuição aos clientes finais. Nossa rede de distribuição é composta de ampla rede de distribuição aérea e subterrânea e subestações com tensões inferiores a 230 kV. Fornecemos energia a pequenos clientes industriais, na faixa mais elevada de tensão, e a clientes residenciais e comerciais na faixa mais baixa.

Em 2023, investimos R\$3.175 milhões (R\$2.747 milhões em 2022) na construção e aquisição de ativos imobilizados necessários para fornecer energia aos nossos clientes, expandir e aumentar a capacidade do nosso sistema de distribuição.

As tabelas a seguir fornecem determinadas informações operacionais relativas ao nosso sistema de distribuição, nas datas indicadas:

Extensão da rede de distribuição (milhas) – Alta tensão (a partir de subestações de distribuição até clientes finais) em 31/dezembro			
Tensão nas linhas de distribuição	2023	2022	2021
161 kV	30,36	33,21	30,64
138 kV	9.065,41	8.850,28	8.076,86
69 kV	2.233,01	2.164,76	2.257,52
34,5 kV + 230 kV	567,55	567,82	636,95
Total	11.896,33	11.616,07	11.001,97

Extensão da rede de distribuição (milhas) – Média e baixa tensões (entre subestações de distribuição e clientes finais)			
	Em 31 de dezembro de		
Tensão da Rede de Distribuição	2023	2022	2021
Linhas subterrâneas de distribuição urbana	77.559,27	74.955,17	74.961,63
Linhas aéreas de distribuição rural	1.752,90	1.565,14	1.577,20
Linhas aéreas de distribuição urbana	264.694,37	262.916,67	263.181,41
Total	344.006,54	339.436,98	339.720,23

Capacidade de transformação abaixadora (1) de subestações de distribuição, 31 de dezembro

	2023	2022	2021
Número de subestações	463	449	417
MVA	12.183,4	11.809,7	11.021,6

(1) Capacidade de transformação abaixadora significa a habilidade de um transformador de receber energia a uma certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição.

Expansão da capacidade de distribuição

Nosso plano de expansão de distribuição para o período de cinco anos de 2023 a 2027 baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para acomodar esse crescimento, planejamos adicionar linhas de distribuição, até 67.351 quilômetros de média e baixa tensão e 2.175 milhas de alta tensão; e 127 subestações abaixadoras, adicionando 2.800 MVA à nossa rede de distribuição.

Compra de energia elétrica

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, adquirimos 5.550 GWh de energia de Itaipu, o que representou 12,5% da energia que vendemos aos usuários finais, e 547 GWh (1,2%) de energia do PROINFA. Também adquirimos 1.073 GWh sob Contratos de Cotas de Energia Nuclear - Contratos de Cotas de Energia Nuclear, ou 'CCENs'. (2,4%) e 5.938 GWh de energia sob Contratos de Cota de Energia Assegurada - Contratos de Cota de Garantia Física, ou 'CCGFs' (13,3%). Além dessa compra compulsória, temos outras duas modalidades de fornecimento: (i) compras de 19.218 GWh por meio de leilões públicos, que representaram 21% da energia adquirida para revenda; e (ii) compras de 1.363 GWh por meio de contratos de longo prazo existentes antes da Lei do Novo Modelo da Indústria, que representaram 1,5% da energia adquirida em 2023.

Itaipu — Itaipu é uma das maiores usinas hidrelétricas em operação do mundo, com capacidade instalada de 14.000 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, uma holding controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% na usina de *Itaipu*, ao passo que os 50% restantes pertencem ao governo do Paraguai. Nos termos do tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, o Brasil tem a opção de comprar a totalidade de energia gerada pela Itaipu que não for consumida pelo Paraguai.

Somos uma das companhias de distribuição de energia elétrica que operam nas regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste do Brasil que são, conjuntamente, obrigadas a comprar toda a parcela brasileira da energia gerada pela Itaipu, de acordo com a Lei 5.899/1973. O Governo Federal aloca a parcela brasileira da energia de Itaipu entre as referidas companhias de energia em montantes proporcionais à respectiva participação de mercado histórica das vendas totais de energia. Para 2020, a Resolução nº 2.642/2019 fixou-a em 10,32%, e para 2021 em a Resolução 2.804/2020 a fixou em 10.20%. Para 2022, a Resolução 3.146/2021 determinou a porcentagem de 10.44%. Essas taxas são fixadas para custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos do principal e juros sobre empréstimos estipulados em dólares de Itaipu e o custo em reais de transmissão dessa energia para a rede básica brasileira. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de energia de grandes volumes, sendo calculadas em dólares norte-americanos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar norte-americano/real afetarão o custo, em termos reais, da energia que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia cobrando dos clientes tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao cliente final mediante aprovação da Aneel.

Desde 2007, a Aneel publica no final de cada exercício o volume de energia a ser comprado da Itaipu por cada uma das distribuidoras de energia para o exercício seguinte, como orientação para os cinco exercícios subsequentes. Com base nisso, as empresas de distribuição podem estimar antecipadamente as suas necessidades de energia remanescentes para os próximos leilões públicos de energia.

Contratos de Cotas de Energia Nuclear ('CCENs'): São contratos que formalizam a contratação de energia e potência na forma estabelecida na Lei nº 12.111/09 e Resolução da Aneel nº 530/12 entre as distribuidoras e a Eletronuclear pela energia produzida pelas usinas de Angra I e Angra II.

CCGFs: O Decreto 7.805/12 regulamentou a MP 579/12 e criou os instrumentos contratuais que regem a contratação de energia e potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

Contratos de Leilão: Adquirimos energia por meio de leilões públicos na CCEE. Esses contratos foram formalizados entre a Cemig e os diversos vendedores de acordo com os termos e condições estabelecidos nos editais dos leilões.

‘Contratos bilaterais’ – A Cemig D celebrou contratos bilaterais com vários fornecedores anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004. Tais contratos são válidos de acordo com os termos e condições originalmente pactuados, mas não podem ser renovados. Em 2022 a CEMIG D não celebrou novos contratos.

Outros Negócios Businesses

Distribuição de gás natural

A Gasmig foi constituída em Minas Gerais, Brasil, no ano de 1986, com a finalidade de desenvolver e implementar a distribuição de gás natural em Minas Gerais. A Cemig detém 99,57% das ações da Gasmig e o Município de Belo Horizonte possui o restante das ações.

Em julho de 1995, o Governo do Estado de Minas Gerais outorgou à Gasmig uma concessão exclusiva de 30 anos (a partir de janeiro de 1993), para a distribuição de gás canalizado abrangendo todo o Estado de Minas Gerais e clientes neste Estado. Em 26 de dezembro de 2014, foi assinado o ‘Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão’. Este documento prorrogou em 30 anos o prazo de concessão para a Gasmig explorar os serviços de gás canalizado para uso de clientes industriais, comerciais, institucionais e residenciais no Estado de Minas Gerais. Como resultado, o vencimento desta concessão foi estendido de 10 de janeiro de 2023 para 10 de janeiro de 2053.

Os esforços de marketing da Gasmig centram-se na sua capacidade de fornecer uma alternativa mais economicamente eficiente e amiga do ambiente aos produtos petrolíferos, como o gasóleo e o gás liquefeito de petróleo ('GPL'), madeira, produtos de madeira e carvão vegetal. De janeiro a dezembro de 2023, a Gasmig forneceu 2.831 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia para 95.887 clientes em 47 cidades: 101 plantas industriais de grande e médio porte, 1.339 pequenas plantas industriais e clientes comerciais, 63 postos de distribuição varejista que fornecem gás natural para veículos, 3 postos de distribuição varejista de gás natural comprimido ('GNC') para veículos, 7 projetos de cogeração, 5 distribuidores de GNV para clientes industriais, 94.367 residências e 2 termelétricas.

O número de clientes aumentou 16% (principalmente residenciais).

Muitas indústrias intensivas em energia, como cimento, siderurgia, ferroligas e metalúrgicas, operam em volume significativo em Minas Gerais. A principal estratégia da Gasmig é a expansão da sua rede de distribuição para cobrir a parte da demanda que ainda não foi atendida. A Gasmig dedica esforços ao desenvolvimento de novos projetos de expansão do seu sistema de distribuição de gás natural, para atender clientes de outras regiões de Minas Gerais, especialmente aquelas densamente industrializadas.

De janeiro a dezembro de 2023, os investimentos totalizaram R\$ 302 milhões e foram acrescentadas 43,2 milhas à nossa rede de gás natural. A Gasmig gastou R\$ 237 milhões no projeto Centro-Oeste, concluindo o licenciamento ambiental, contratando obras nas principais linhas e recebendo os materiais necessários à construção como tubulações, válvulas e conexões.

Na cidade de Belo Horizonte, os principais projetos desenvolvidos foram aqueles voltados para o atendimento ao Mercado Urbano. Redes de adensamento em Polietileno de Alta Densidade (PEAD) foram implantadas nos bairros Ouro Preto, Santa Efigênia, Castelo, Centro, Serra, Buritis, Barro Preto e Belvedere. Também houve investimentos nas cidades de Nova Lima, Poços de Caldas e Juiz de Fora.

Concessões para distribuição de gás

Para a distribuição de gás natural, a competência para outorgar concessões é dos estados brasileiros. No estado de Minas Gerais, o órgão outorgante, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado, define as tarifas do gás natural por segmento de mercado. As tarifas são compostas por uma parcela de custo de gás e uma parcela relativa à distribuição de gás. Cada trimestre as tarifas são reajustadas para repasse do custo de gás e uma vez ao ano para atualização da parcela destinada a cobrir os custos relativos à prestação do serviço de distribuição – remuneração do

capital investido, e para cobrir todas as despesas operacionais, comerciais e administrativas realizadas pela concessionária.

Além desses reajustes, há revisões periódicas das tarifas. Essas revisões poderão ocorrer a cada cinco anos a partir do final do primeiro ciclo, para avaliar as alterações nos custos da Gasmig e para atualizar as tarifas. O contrato de concessão também especifica a possibilidade de revisão extraordinária das tarifas caso ocorra algum evento que coloque em risco o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Em 19 de setembro de 2019, a Gasmig assinou, junto ao Poder Concedente, o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão para Exploração Industrial, Institucional e Residencial de Serviços de Gás Canalizado no Estado de Minas Gerais. Isso garante a manutenção do período de concessão da Gasmig até 2053.

Serviços de consultoria e outros serviços

A Cemig SIM foi criada em outubro de 2019, resultante da fusão das empresas Efficientia e Cemig GD, para atuar no mercado de geração distribuída, eficiência energética e soluções em energia. Além da estratégia de branding e marketing focada no varejo e na transformação digital do setor elétrico, a cultura organizacional da SIM, de forte caráter inovador e tecnológico, está sendo construída para que os clientes estejam sempre no centro das decisões.

Em 2021, a CEMIG SIM comercializou o total de 7.753 MWh/mês em oferta, gerados por 11 usinas fotovoltaicas (usinas Janaúba, Corinto, Manga, Bonfinópolis II, Lagoa Grande, Lontra, Mato Verde, Mirabela, Porteirinha I, Porteirinha II e Brasilândia) e a CEMIG SIM contava com 4.752 clientes.

Em 2022, a CEMIG SIM comercializou o total de 8.199 MWh/mês em oferta, gerados por 11 usinas fotovoltaicas (Janaúba, Corinto, Manga, Bonfinópolis II, Lagoa Grande, Lontra, Mato Verde, Mirabela, Porteirinha I, Porteirinha II e Brasilândia plantas). Em 31 de dezembro de 2022, a CEMIG SIM contava com 5.600 clientes.

Em 2023, a CEMIG SIM comercializou o total de 13.718 MWh/mês em oferta, gerados por 14 usinas fotovoltaicas (as Janaúba, Corinto, Manga, Bonfinópolis II, Lagoa Grande, Lontra, Mato Verde, Mirabela, Porteirinha I, Porteirinha II, Brasilândia, Usinas Jequitubá, Montes Carlos e Prudente de Moraes). Em 31 de dezembro de 2023, a CEMIG SIM contava com 11.806 clientes.

Em soluções energéticas, em 2024, a CEMIG SIM trabalhará na implantação de usinas fotovoltaicas.

Venda e comercialização de energia

Oferecemos serviços relacionados com a venda e comercialização de energia no setor energético brasileiro, tais como avaliação de cenários, representação dos clientes na CCEE, estruturação e intermediação de operações de compra e venda de energia, e consultoria e assessoria, além dos serviços relacionados com a compra e venda de energia no Mercado Livre através de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A. e ESCEE Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. ('ESCEE').

Perdas de energia

CEMIG

As perdas energéticas de uma empresa de distribuição são de dois tipos: Perdas técnicas e perdas não técnicas (comerciais). As perdas técnicas são inerentes ao processo de transporte e transformação da energia elétrica e ocorrem nos cabos e equipamentos do sistema de energia. As perdas não técnicas incluem energia que é fornecida e não faturada, que pode ser o resultado de conexões ilegais (furto), fraude, erros de medição ou falhas em processos internos.

O Índice de Perdas Totais da CEMIG em 31 de dezembro de 2023, utilizando a janela de 12 meses, era de 10,71%. Esse percentual está relacionado ao total de energia injetada no sistema de distribuição (o volume total de perdas foi de 6.239 GWh). Desse percentual, 8,31% corresponderam a perdas técnicas e 2,40% a perdas não técnicas. Esse resultado ficou 0,40 ponto percentual abaixo do resultado de 2022 (11,11%) e abaixo da meta regulatória definida pela ANEEL para 2023 (10,84%).

Do ponto de vista regulatório, a ANEEL tem sido cada vez mais rigorosa no estabelecimento de metas para perdas de distribuição. Os limites-alvo para perdas não técnicas são definidos com base num modelo de benchmarking que utiliza um índice que mede a complexidade socioeconômica de cada área de concessão e a eficiência dos distribuidores no combate às perdas não técnicas de energia. Para as metas para perdas técnicas, a ANEEL utiliza medições e software de fluxo de energia.

O total registrado pela Cemig como perdas de energia tem dois componentes: (i) uma parte alocada das perdas decorrentes da Rede Nacional; e (ii) o total de perdas técnicas e não técnicas (perdas comerciais) na rede de distribuição local da Cemig D.

As perdas totais de energia registradas pela CEMIG no ano de 2023 foram de 6.659 GWh, um aumento de 0,045% em comparação a 2022 (6.656 GWh). A CCEE rateou perdas na rede nacional totalizando 420 GWh para a CEMIG D, que diminuiu 13,22% em relação a 2022 (484 GWh).

As perdas técnicas foram 77,62% do total das perdas relacionadas com a Cemig D para o ano de 2023. As perdas na distribuição são inevitáveis devido ao transporte de energia e à sua transformação em diferentes níveis de tensão. Procuramos minimizá-lo através de avaliações rigorosas e regulares das condições operacionais das instalações de distribuição, e investimento para expandir a capacidade de distribuição, para manter os níveis de qualidade e confiabilidade, reduzindo assim as perdas técnicas; também operamos o sistema de acordo com certos níveis de tensão específicos, para reduzir o nível de perdas. As perdas técnicas não são estritamente comparáveis: Distâncias de distribuição mais longas (por exemplo, em áreas rurais), naturalmente tem níveis de perdas técnicas mais elevados.

Em 2023 as perdas não técnicas foram 22.38% das perdas totais de energia da Cemig D. Para minimizar as perdas não técnicas, ações preventivas são tomadas regularmente: Os medidores e conexões dos clientes são inspecionados; os leitores de medidores são treinados; os sistemas de medição são modernizados; medidores inteligentes foram instalados; os procedimentos de instalação e inspeção de medidores são padronizados; são instalados medidores com garantias de controle de qualidade; a base de dados dos clientes é atualizada e as ligações irregulares ou clandestinas são removidas.

Indicadores de qualidade – DEC e FEC (SAIDI e SAIFI)

Ao final de 2023, os indicadores que medem a qualidade do fornecimento da CEMIG D – (i) Índice de Duração Média de Interrupções do Sistema ('SAIDI'), expresso em valor por cliente, em horas por ano; e (ii) o Índice Médio de Frequência de Interrupção do Sistema ('SAIFI'), também expresso como uma média da experiência do cliente, foram 9,71 e 4,86, respectivamente. Em 2022, os valores do SAIDI e do SAIFI foram de 9,48 e 4,58, respectivamente. O processo de cálculo do indicador é certificado conforme Norma de Qualidade ISO 9001.

Em dezembro de 2015, a CEMIG D assinou o aditivo contratual que unificou seus contratos de concessão para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, que estendeu as concessões de 1º de janeiro de 2016 até 31 de dezembro de 2045. O contrato definiu limites para a parcela interna dos indicadores de continuidade, Índice de Duração Média de Interrupções do Sistema Interno ('SAIDI-i') e Índice de Frequência Média de Interrupções do Sistema Interno ('SAIFI-i'), A tabela abaixo apresenta o desempenho da Companhia desde 2019.

Ano	SAIDI-i (horas)					SAIFI-i (interrupções)				
	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
Limite	10,73	10,44	10,08	9,98	9,59	7,03	6,67	6,56	6,43	6,00
Realizado	10,56	9,58	9,46	9,48	9,71	4,85	4,86	4,60	4,58	4,86

Em 2023, a Companhia não ultrapassou o limite do SAIFI-i, mas superou o limite do SAIDI-i estabelecido pela Agência Reguladora ("ANEEL").

Os contratos de concessão têm limitação de distribuição de dividendos e/ou pagamento de Juros sobre o Capital Próprio ao mínimo estabelecido em lei, em caso de descumprimento dos indicadores anuais de indisponibilidade DECI e FECi por dois anos consecutivos, ou três vezes em um período de cinco anos, até que os parâmetros regulatórios

sejam restaurados. Nos últimos cinco anos o desempenho da CEMIG D esteve em conformidade com estas exigências contratuais.

Clientes e faturamento

Base de clientes

O Grupo CEMIG comercializa energia por meio das empresas CEMIG D, CEMIG GT, CEMIG Holding e outras subsidiárias integrais – Horizontes Energia, Sá Carvalho, CEMIG PCH, Rosal Energia, CEMIG Geração Camargos, CEMIG Geração Itutinga, CEMIG Geração Salto Grande, CEMIG Geração Três Marias, CEMIG Geração Leste, CEMIG Geração Oeste, CEMIG Geração Sul, CE Praias de Parajuru e CE Volta do Rio.

Este mercado compreende vendas de energia para:

- Clientes regulados da Cemig, na área de concessão no Estado de Minas Gerais;
- Clientes Livres, no Estado de Minas Gerais e em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;
- outros participantes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, no Mercado Livre; e
- distribuidores, no Mercado Regulado.

Em 2023, vendemos um total de 63.134 GWh, ou 2,4% a mais que em 2022, enquanto o total de energia que transportamos para clientes livres foi 4,2% maior, em 23.742 GWh. As vendas de energia a clientes finais mais consumo próprio em 2023 totalizaram 45.806 GWh, ou 2,0% acima de 2022. As vendas a distribuidoras, comercializadoras, outras geradoras e produtores independentes de energia em 2023 totalizaram 17.328 GWh ou 3,3% acima de 2022 .

Em 31 de dezembro de 2023, o Grupo CEMIG faturava 9.217.039 clientes – crescimento de 2,4% na base de clientes em relação a 31 de dezembro de 2022. Destes, 9.216.506 são clientes finais, incluindo consumo próprio da CEMIG; e 533 são outros agentes do setor energético brasileiro.

Vendas para clientes finais

Residencial

A categoria de clientes residenciais foi responsável por 19,1% das vendas de energia da CEMIG em 2023, totalizando 12.087 GWh ou 7,8% a mais que em 2022. O consumo médio mensal por cliente em 2023 foi de 130,4 kWh/mês, ou 4,6% superior ao de 2022 (124,6 kWh /mês).

Esse maior consumo da categoria de clientes residenciais é resultado de crescimento de 3,0% no número de clientes, temperaturas mais altas e melhora do cenário econômico. Segundo o IBGE, no terceiro trimestre, o PIB cresceu 3,2% em relação ao ano anterior.

Industrial

A energia faturada para clientes industriais regulados e livres no Estado de Minas Gerais e outros estados foi de 28,7% do volume total de energia comercializada por nós em 2023, em 18.093 GWh, ou 0,6% menor que em 2022.

Houve uma redução considerável de 15,1% no mercado cativo, e o aumento de 0,7% no mercado livre. A redução do mercado cativo se deve à migração dos consumidores para o mercado livre e para a microgeração e minigeração distribuída. O setor industrial mineiro apresenta estabilidade. Segundo o IBGE, a produção industrial mineira aumentou 0,2% em 2023, em relação a 2022. A variação da energia vendida a clientes industriais livres está relacionada a novos contratos de venda a partir de janeiro de 2023.

Comercial e Serviços

A energia vendida a clientes regulados e livres nesta categoria em Minas Gerais e outros estados representou 15,0% do volume total de energia comercializada por nós em 2023, totalizando 9.469 GWh, 5,7% superior a 2022. Isso reflete uma redução de 3,5% em o volume faturado aos clientes regulados da CEMIG D, e um aumento de 15,2% no volume faturado pela CEMIG GT e suas subsidiárias integrais aos clientes livres em Minas Gerais e outros estados brasileiros.

A redução do mercado cativo se deve à migração dos consumidores para o mercado livre e para a microgeração e minigeração distribuída. No mercado livre, o número de clientes aumentou 23,6%.

Segundo o IBGE, o volume de vendas no varejo mineiro aumentou 1,7% em 2023, na comparação com 2022, e o volume de serviços aumentou 2,3%.

Clientes rurais

A energia consumida pela categoria de clientes rurais em 2023, de 3.071 GWh, foi 0,7% menor que em 2022, e representa 4,9% do total em 2023. Esse resultado se deve à redução de 8,5% no número de clientes cativos, em atendimento à revisão cadastral definida pela Resolução da ANEEL nº 901/2020.

Outras categorias de clientes

A oferta para as demais categorias – governo, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio – totalizou 3.086 GWh em 2023 ou 9,9% inferior a 2022.

Vendas no Ambiente de Contratação Livre, e ‘contratos bilaterais’

Em 2023, as vendas totais de energia foram de 13.095 GWh, ou 4,2% acima de 2022, devido a novos contratos de venda a partir de janeiro de 2023.

Vendas no Mercado Regulado

As vendas no Mercado Regulado em 2023 totalizaram 4.234 GWh ou 0,4% acima de 2022.

O mercado do Grupo Cemig encontra-se detalhado na tabela abaixo, com a discriminação das transações realizadas no ano de 2023, comparado a 2022:

Tipo de venda	Classe	2023		2022		Variação	
		Clientes	Energia	Clientes	Energia	Clientes	Energia
		Montante (un)	Montante (GWh)	Montante (un)	Montante (GWh)	Montante (%)	Montante (%)
Energia comercializada		9.217.039	63.134	9.036.990	61.671	1,99	2,37
Clientes finais		9.216.506	45.806	9.036.435	44.895	1,99	2,03
Cativo	Residencial	7.725.836	12.087	7.501.704	11.217	2,99	7,76
Cativo	Industrial	28.437	1.300	29.201	1.533	(2,62)	(15,14)
Cativo	Comercial	943.831	4.384	948.615	4.542	(0,50)	(3,46)
Cativo	Rural	422.829	3.012	462.142	3.062	(8,51)	(1,64)
Cativo	Poder público	69.670	956	69.302	856	0,53	11,67
Cativo	Iluminação pública	6.659	1.056	7.194	1.138	(7,44)	(7,25)
Cativo	Serviço público	13.703	1.046	13.586	1.400	0,86	(25,32)
Cativo	Consumo próprio	758	30	769	31	(1,43)	(4,13)
Livre	Industrial	1.987	16.792	1.676	16.671	18,56	0,73
Livre	Comercial	2.762	5.085	2.234	4.415	23,63	15,17
Livre	Rural	34	59	12	31	183,33	91,08
Vendas por atacado		533	17.328	555	16.777	(3,96)	3,29
- Contratos Livres	Fornecimento	55	13.095	52	12.561	5,77	4,25
- Contratos Regulados	Fornecimento	478	4.234	503	4.215	(4,97)	0,43

Esta tabela mostra as vendas de energia do Grupo Cemig para a classe Industrial em 2023:

Setor de atividade	Volume faturado (GWh)	(%)
Metalurgia	2.824	15,6
Mineração	2.533	14,0
Produtos alimentares	2.269	12,5
Mineração não metálica	2.051	11,3
Produtos químicos	1.469	8,1
Indústria automotiva	1.459	8,1
Produtos plásticos	1.125	6,2
Papel e celulose	755	4,2
Têxtil	705	3,9
Demais setores	2.904	16,0
Total, clientes industriais	18.093	100,0

Os dez maiores clientes empresariais da classe industrial atendidos pelo Grupo Cemig, localizados em Minas Gerais e em outros estados do Brasil, em termos de faturamento, são:

Cliente	Atividade
MOSAIC FERTILIZANTES	Produtos químicos
USIMINAS	Metalurgia e mineração
HOLCIM	Produto mineral não-metálico e manufatura
SAMARCO	Mineração metálica
COMPANHIA BRASILEIRA DE METALURGIA E MINERACAO	Metalurgia e mineração

CARBETO DE SILICIO SIKA BRASIL	Produtos químicos
FIAT AUTOMÓVEIS	Indústria automotiva
NOVELIS	Metalurgia
APERAM SOUTH AMERICA	Metalurgia
ANGLOGOLD ASHANTI	Mineração metálica

Faturamento

A Resolução Normativa 1.000/2021 da Aneel, entre outros instrumentos, regulamenta o faturamento dos clientes que possuem contratos de fornecimento ativos com a Cemig D.

De acordo com a Resolução, o faturamento do consumo de energia e demais cobranças é efetuado com periodicidade mensal e possui como premissa o nível de tensão e a carga instalada na unidade consumidora. Entende-se por ‘carga instalada’ a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW). Por ‘unidade consumidora’, o conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, com recebimento de energia em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.

Os clientes da Cemig D são divididos em baixa, média e alta tensão.

As faturas de clientes de alta tensão, que tem conexões diretas com a rede de transmissão, têm vencimento cinco dias úteis após a leitura do medidor. Estes clientes recebem o documento de pagamento, isto é, a fatura de energia, por e-mail.

São clientes de Média Tensão aqueles que recebem alimentação em tensão igual ou superior a 2,3 kV, o que equivale a cerca de 13.735 clientes, os quais são faturados em até dois dias úteis após a leitura do medidor. Recebem faturas impressas e por e-mail, com vencimento em cinco dias úteis a partir da data de entrega no endereço do cliente. Com a modernização e automatização da leitura dos medidores dessas unidades clientes, por meio da utilização da medição remota, a CEMIG D passou a ter 97,94% do seu faturamento automatizado. Isso permite que a unidade do cliente seja medida em tempo real – para que a CEMIG D registre e atualize o consumo de energia em intervalos regulares.

Os clientes de Baixa Tensão são faturados em ciclos, que variam entre 27 e 33 dias. A fatura é entregue simultaneamente com a leitura do medidor. Um total de 8.422 milhões de unidades de clientes são faturadas através desta tecnologia, conhecida como ‘*On Site Billing*’. Estas faturas são pagáveis cinco dias úteis a contar da data da sua entrega (ou 10 dias úteis para os estabelecimentos de entidades e organismos públicos). A grande maioria dos valores faturados a esta categoria de clientes diz respeito à energia efetivamente consumida. Apenas 1,54% destes clientes são faturados com base no consumo estimado (ou seja, na média aritmética dos valores contabilizados nos 12 meses anteriores ao consumo não mensurado).

Além da implantação do ‘Faturamento *On Site*’, a CEMIG D tem investido para aumentar o número de faturas enviadas por e-mail, que cresceu 34% em 2023, sendo que 1.349 milhões de clientes já recebem seu faturamento online. A CEMIG intensifica campanhas para incentivar os clientes a optarem por essa forma de recebimento de suas contas mensais. A redução do volume de papel impresso utilizado para faturamento ajuda a reduzir seu custo global para a Empresa e contribui para a sustentabilidade ambiental do planeta.

Em 2023, a CEMIG D economizou R\$3,021 milhões (R\$2,690 milhões em 2022) com as notas fiscais eletrônicas enviadas mensalmente. A modernização do sistema de faturamento e da rede de distribuição contribuiu significativamente para a satisfação dos clientes e para a qualidade do fornecimento de energia da CEMIG. A CEMIG pretende continuar com melhorias nesta e em áreas relacionadas.

Sazonalidade

As vendas de energia da Cemig são afetadas pela sazonalidade. Historicamente, o consumo de clientes industriais e comerciais aumenta no quarto trimestre devido ao aumento de suas atividades. A sazonalidade do consumo rural geralmente é associada a períodos de chuva. Durante o período de seca entre os meses de maio e novembro, um maior volume de energia é consumido para irrigação agrícola. Os dados trimestrais de energia faturada pelo Grupo Cemig junto aos clientes finais, regulados e livres, nos anos de 2021 a 2023, são apresentados a seguir, em GWh:

Ano	Primeiro trimestre	Segundo trimestre	Terceiro trimestre	Quarto trimestre
2023	10.923	11.540	11.370	11.943
2022	10.641	11.408	11.358	11.456
2021	10.507	10.627	10.931	11.165

Concorrência

Contratos com clientes livres

Em 31 de dezembro de 2023 a Cemig GT e a CEMIG possuíam um portfólio de contratos com 6.869 clientes, incluindo Clientes Livres e fornecedores (comercializadoras, distribuidoras e geradoras de energia). Deste total, 5.136 são Clientes Livres, representando 52% da energia total vendida pela Cemig GT e a CEMIG no ano de 2023.

A estratégia adotada pela Cemig no Mercado Livre é a negociação e celebração de contratos de longa duração, estabelecendo e promovendo, desta forma, um relacionamento duradouro com os clientes. A Cemig busca se diferenciar da concorrência no Mercado Livre por meio do nível de relacionamento com os clientes e da qualidade de seus serviços, com o que tem valor agregado na Cemig GT. Esta estratégia, juntamente com uma estratégia de vendas que minimiza a exposição a preços de curto prazo e contratos com uma demanda mínima no modelo 'Take or pay', traduz-se em riscos mais baixos e maior previsibilidade de nossos resultados.

Questões ambientais

Visão geral

Nossa geração, transmissão e distribuição de energia, assim como a distribuição de gás natural, estão sujeitas à legislação federal e estadual referente à preservação do meio ambiente. A Constituição Brasileira confere ao Governo Federal, Estaduais e Municipais poder para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e emitir regulamentações no âmbito dessas leis. Como regra geral, embora o Governo Federal tenha o poder de promulgar regulamentos ambientais gerais, os governos estaduais têm o poder de promulgar regulamentos ambientais específicos e ainda mais rigorosos, e os municípios também têm o poder de promulgar leis de acordo com seu interesse local. Cumprimos as devidas leis e regulamentos ambientais em todos os aspectos relevantes.

Em conformidade com nossa Política Ambiental, estabelecemos vários programas para prevenir e minimizar danos, que visam a limitar nossos riscos relacionados a questões ambientais.

Licenciamento ambiental e instalações em operação

O objetivo do licenciamento ambiental é estabelecer condições, restrições e medidas de controle ambiental que devem ser cumpridas por pessoas físicas e jurídicas ao instalar, expandir e operar entidades ou atividades que utilizem recursos ambientais ou tenham o potencial de causar danos ao meio ambiente.

A lei brasileira exige que as licenças sejam obtidas para diversas atividades, incluindo construção, instalação, expansão e operação de qualquer instalação que utilize recursos ambientais, cause significativa degradação ambiental ou poluição, ou tenha potencial para causar degradação ou poluição ambiental, ou mesmo tenha impacto sobre o patrimônio histórico, cultural ou arqueológico.

Cada licença é válida por um período específico, e um pedido de renovação deve ser feita antes do seu vencimento. Nos termos da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, o pedido para renovação de uma licença

ambiental deve ser feito pelo menos 120 dias antes da expiração da licença e permanece válido até que a autoridade ambiental emita um parecer e/ou emita uma nova licença. Se o pedido não for feito dentro deste período, e a licença não for renovada, e a empresa continuar as suas atividades, a empresa estará sujeita a sanções administrativas e penais.

A não obtenção e o descumprimento das exigências de uma licença ambiental para construir, implementar, operar, expandir ou ampliar uma entidade que cause impacto ambiental, tal como as usinas hidrelétricas operadas e sendo implementadas pela Cemig, estão sujeitos a sanções administrativas, como multas, suspensão das operações, bem como sanções criminais, tais como multas e detenção de indivíduos e restrição de direitos para pessoas jurídicas. Temos projetos licenciados nos níveis federal e estadual.

A Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, estabelece sanções para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 1.710 (atualmente Medida Provisória nº 2.163-41/01), que possibilita às operadoras de projetos celebrarem acordos com os órgãos reguladores ambientais competentes para fins de cumprimento da Lei Federal nº 9.605/98. Em função disto, estamos negociando com (i) o IBAMA; e (ii) as Unidades Regionais de Regularização Ambiental ('URAs'), que constituem as autoridades ambientais do Estado de Minas Gerais, para a obtenção das licenças ambientais para a operação de todas as nossas usinas e linhas de transmissão que entraram em operação antes de fevereiro de 1986.

Para as usinas de geração localizadas no Estado de Minas Gerais, que estão sujeitas ao licenciamento ambiental em nível estadual, firmamos acordos com a URA e com o Ibama de forma a gradualmente trazer conformidade às nossas instalações. Para as instalações da Cemig GT que entraram em operação antes de fevereiro de 1986, preparamos as avaliações ambientais necessárias, arquivamos os pedidos junto aos órgãos ambientais apropriados e os submetemos para análise. Nos termos da legislação aplicável, a Companhia está autorizada a funcionar enquanto aguarda a apreciação da requisição. Avaliamos o nível de conformidade com as condições utilizando o Índice de Cumprimento de Condicionantes – 'ICC'.

Em 2023, foram regularizados 45 projetos via Autorizações de Intervenção Ambiental via requerimento de DAIA (Documento Autorizativo para Intervenção Ambiental) pela Cemig D, e dois pela Cemig GT. Para a Cemig D, foi obtido um DAIA para intervenção ambiental, por exemplo, para a construção da linha de distribuição Carmópolis de Minas - Cláudio 2, 96kV. A vegetação nativa foi suprimida para abrir uma faixa sob a linha e assim possibilitar a construção e operação segura.

Para a Cemig GT, obtivemos DAIA para intervenção ambiental, para a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Piau, para trabalhos de manutenção na usina. A vegetação nativa foi suprimida para abertura de alguns pontos de acesso e ampliação de outros. As instalações de geração e transmissão da Companhia em operação contam com 50 Licenças Ambientais nas diversas modalidades. Há um total estimado de 352 condições ambientais ou mecanismos de controle incluídos nessas licenças – que incluem programas de monitoramento, atividades de reflorestamento, controle de qualidade da água e outras disposições. Como exemplos, podemos citar disposições referentes a: sete programas de monitoramento de animais terrestres e fluviais, sua distribuição e ocorrência incluindo mamíferos, répteis, anfíbios e aves, e avaliação de como a estrutura da paisagem interage com a sobrevivência dos animais; nove programas de monitorização de peixes para avaliar a distribuição e ocorrência local de espécies de peixes e larvas/ovos em locais de desova; 14 programas de monitoramento de peixes para avaliar o risco de morte de peixes em usinas hidrelétricas; oito programas realizados anualmente com foco na erosão das margens dos reservatórios e aplicação de medidas de controle e recuperação; 26 programas de recuperação de áreas degradadas com reflorestamento de áreas de preservação permanente, atuando na reposição de vegetação em terrenos afetados por instalações ou onde houver aplicação de indenização por danos; 16 programas de monitoramento da erosão concentram-se nas margens dos reservatórios, em alguns deles são implementadas medidas de controle e recuperação; 51 programas que envolvem a comunidade, como os Programas de Educação Ambiental e o Programa Gestão Participativa, que organizam diversas atividades ao longo de cada ano, incluindo estudantes, agricultores, funcionários da Cemig e membros da comunidade local; e 43 programas de monitoramento da qualidade da água e da comunidade aquática, incluindo macrófitas (plantas cuja proliferação excessiva pode causar danos às hidrelétricas).

Dos empreendimentos de geração e transmissão, 137 possuem Licença de Operação (entre emissões iniciais, renovações, licenças corretivas e outras). Desde dezembro de 2022, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) de Cajuru e Gafanhoto operam sob Termos de Ajustamento de Conduta (TACs). A mesma situação pode ser observada

para as Pequenas Centrais Hidrelétricas ('PCHs') Paciência desde abril de 2023. A PCH Rio de Pedras, que também teve TAC em 2022, iniciou o processo de licenciamento em 2023 vinculado à prefeitura de Itabirito. A PCH Poço Fundo possui duas modalidades de licença: Licença de Operação e Licença Ambiental Conjunta (Licença Prévia - 'LP' + Licença de Instalação - 'LI' + Licença de Operação - 'LO') devido às obras de adaptação que está em andamento.

Todos os processos acima referidos foram regularizados: (a) nas unidades regionais do Instituto Estadual de Florestas de Minas Gerais (IEF), no caso de apresentação de DAIs; ou (b) nas Unidades Regionais de Regularização Ambiental (URAs) por meio de (i) TACs e (ii) diversos tipos de licenças, em ambos os casos por meio de seus escritórios distribuídos por todo o Estado de Minas Gerais.

Os controles ambientais também se aplicam à distribuição de gás natural pela Gasmig por meio de gasodutos em todo o Estado de Minas Gerais. Na maioria dos casos, a autoridade ambiental do Estado de Minas Gerais, a Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável ou Semad), emitiu todas as licenças necessárias para a operação regular das atividades da Gasmig.

O planejamento da Gasmig inclui a construção do nosso Sistema de Distribuição de Gás Natural (SDGN), para atender a região Centro-Oeste, um gasoduto que permitirá inicialmente a interligação dos municípios de Betim, Sarzedo, Juatuba, Mateus Leme, Igarapé, Itaúna e Divinópolis.

Um destaque crucial para a viabilidade ambiental deste projeto foi a obtenção da Licença Prévia Ambiental e de Instalação, em dezembro de 2023. Essa conquista reforça o compromisso da Gasmig com práticas sustentáveis e o cumprimento rigoroso das regulamentações ambientais. Ao garantir o cumprimento dos requisitos ambientais, a Gasmig reafirma a sua responsabilidade social e ambiental, garantindo que o desenvolvimento do SDGN Centro Oeste prossiga de forma equilibrada, respeitando os ecossistemas locais e contribuindo para um futuro mais sustentável.

E acompanhando a contínua expansão do SDGN, a Gasmig deu início ao Projeto Extrema-Pouso Alegre, marcando o início de um capítulo promissor. Este novo projeto envolve a interligação dos municípios de Pouso Alegre, São Sebastião da Bela Vista, Camanducaia, Cambuí, Estiva, Itapeva e Extrema, ampliando ainda mais a rede de distribuição de gás natural na região Sul de Minas Gerais.

Este projeto nasceu com o objetivo de implementar este futuro ODS, alinhado com as melhores práticas de design e respeitando as áreas protegidas e com o menor impacto ambiental possível.

Todos os estudos ambientais foram concluídos – incluindo o Estudo de Impactos Ambientais, ou 'EIA' e o Relatório de Impacto Ambiental relacionado (Relatório de Impacto Ambiental, ou 'RIMA'). Esses estudos apoiarão a consideração do pedido de licença ambiental, que é de responsabilidade das Unidades Regionais de Regularização Ambiental (URAs), da Secretaria Estadual de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável ('Semad').

Gestão da biodiversidade

Vegetação no Sistema Energético

A interação das árvores com cabos de distribuição de eletricidade pode causar sérios riscos para a população, bem como interrupções no fornecimento de eletricidade aos consumidores. Como resultado, a Cemig realiza regularmente programas anuais de manutenção preventiva nas regiões urbanas e rurais.

Nas áreas urbanas, a manutenção assume principalmente a forma de poda de árvores que apresentam um risco real ou potencial de tocar em cabos elétricos. A poda é supervisionada por profissionais legalmente qualificados para este trabalho e realizada por equipes treinadas para preservar o sistema elétrico e a saúde e segurança das árvores.

Nas áreas rurais, a Companhia limpa o caminho abaixo dos cabos elétricos – isto consiste na remoção da vegetação, que pode ser espécies de plantas, arbustos ou árvores que estão no caminho das redes de transmissão ou linhas de distribuição. Esta atividade também é supervisionada por profissionais qualificados e treinados e pode ser realizada numa base local pontual, para alcançar a máxima preservação das condições ambientais no local.

Populações de peixes

A construção de centrais hidrelétricas pode criar um risco para os peixes, devido a várias mudanças no ambiente aquático causadas pela operação das plantas. Uma das principais atividades do Departamento de Gestão Ambiental da Cemig é prevenir e mitigar acidentes ambientais envolvendo a população de peixes nativos nas suas centrais hidrelétricas. Além disso, a Cemig desenvolveu uma metodologia para avaliar o risco de mortandade de peixes nas usinas para mitigar os impactos causados pela operação de suas usinas. A Companhia também realiza projetos de pesquisa em parceria com universidades e centros de pesquisa para desenvolver conhecimento científico para servir de base para programas de conservação da população de peixes mais eficazes a serem implementados pela Cemig.

Em junho de 2007, criamos o Programa Peixe Vivo, como resultado de membros da alta administração acreditarem que era necessário tomar medidas mais eficazes para preservar as populações de peixes dos rios onde a Companhia tem operações. As principais atividades do programa estão resumidas na sua missão, que é: "Minimizar os impactos nas espécies de peixes, procurando soluções e tecnologias de manipulação que integrem a geração de energia da Cemig com a conservação de espécies nativas de peixes, promovendo o envolvimento da comunidade". Desde a sua criação, o programa tem atuado em duas frentes – (i) busca pela preservação das populações de peixes no Estado de Minas Gerais, e (ii) formação de estratégias de proteção para evitar e prevenir mortes de peixes nas centrais hidrelétricas da Cemig. Os princípios orientadores do trabalho da equipa do Peixe Vivo podem ser resumidos como: Adoção de critérios científicos para a tomada de decisões; estabelecimento de parcerias com outras instituições; e modificação de práticas como resultado da informação gerada.

Desde 2018, os membros do Programa Peixe Vivo têm desenvolvido o Programa de Avaliação do Risco de Morte de Peixes (PARMP) com o objetivo de mitigar os riscos potenciais relacionados com a manutenção e operação de centrais hidrelétricas. As suas principais operações são a monitoramento da fauna de peixes, periodicamente e antes de quaisquer procedimentos operacionais das usinas. Biólogos avaliam a densidade dos peixes e as condições ambientais com base em dados de monitoramento. O PARMP foi desenvolvido e validado em dois projetos de pesquisa consecutivos e está agora implementado como um dos programas de otimização contínua da empresa. Desde o início do PARMP até agora, foi observada uma redução de 78% na biomassa média mensal de peixes impactada pela operação das usinas.

Em 2023, a Cemig gastou pouco mais de R\$ 4 milhões em atividades e projetos de pesquisa relacionados ao programa Peixe Vivo. Além disso, foram desenvolvidos dois projetos científicos em parceria com instituições de pesquisa que resultaram em 12 documentos publicados.

Essas parcerias, que funcionam desde 2007, e os resultados obtidos têm sido referenciados nacional e internacionalmente pelas práticas de conservação de peixes e diálogo com a comunidade, apresentando o trabalho da Cemig em diversos países e vários estados do Brasil. Esses resultados acadêmicos, aliados ao envolvimento da comunidade, têm sido utilizados para criar programas de conservação mais eficientes e práticos que possibilitem a convivência dos peixes com as usinas geradoras dos rios brasileiros.

Reservas Legais Ambientais

De acordo com o Artigo 12 da Lei Federal 12.651 de 25 de maio de 2012 (*O Novo Código Florestal Brasileiro*), uma Reserva Legal é uma área dentro de uma propriedade rural que é necessária para o uso sustentável dos recursos naturais, conservação ou reabilitação de processos ecológicos, conservação da biodiversidade ou para abrigo ou proteção da fauna e flora nativas. Geralmente, todos os proprietários de propriedades rurais devem preservar uma área como Reserva Legal. No entanto, a Cláusula 7 do Artigo 12 do Novo Código Florestal Brasileiro estabelece que não será necessária uma Reserva Legal para as áreas adquiridas ou expropriadas pelo titular de uma concessão, permissão ou autorização para explorar o potencial de energia hidrelétrica onde operam projetos de geração de energia elétrica, subestações de energia, ou linhas de transmissão ou distribuição.

Em Minas Gerais, a Lei Estadual 20.922, promulgada em 16 de outubro de 2013, criou a *Política Florestal* e a *Política de Proteção à Biodiversidade* do estado, adaptando a legislação ambiental às disposições do Código Florestal. Isso teve o efeito de revogar a exigência de Reserva Legal no caso de projetos de geração hidroelétrica, permitindo que os processos de Licenciamento Ambiental Corretivo que tinham sido interrompidos por esta razão no ano anterior fossem retomados. Na esfera federal, a equipe de licenciamento técnico do Ibama, em correspondência enviada a nós em 29

de julho de 2008, expressou opinião em relação ao licenciamento corretivo das plantas da Cemig, afirmando que no caso da Cemig não havia necessidade de constituição de Reservas Legais.

A aprovação do Novo Código Florestal Brasileiro e a exclusão dos projetos hidrelétricos da necessidade de registro de Reserva Legal resolveram esta questão, permitindo a continuação do processo de licenciamento ambiental dos diversos projetos da empresa, com a aquisição das licenças operacionais pendentes e a manutenção da sua conformidade legal.

Áreas de Preservação Permanente e Zonas de Uso Restrito

As áreas de vegetação em torno de um reservatório são classificadas como Áreas de Preservação Permanente, ou APPs. A largura de um APP varia dependendo se o reservatório está em uma área rural ou urbana. Nas áreas rurais, pelo menos 30 metros devem ser preservados, e nas áreas urbanas pelo menos 15 metros. A preservação das APPs é obrigatória, com a intervenção permitida em condições específicas. De acordo com a Lei Estadual 20.922 de 2013, para reservatórios que foram registados ou cujos contratos de concessão ou autorização foram feitos antes de 24 de agosto de 2001, a faixa da APP é a distância entre os níveis mínimo e máximo da água em operação normal.

A falta de preservação da vegetação, ou a supressão não autorizada da vegetação, em APPs pode levar a sanções administrativas, como multas que vão de R\$ 5.000 a R\$ 50.000 por hectare, limitadas a R\$ 50 milhões, e responsabilidade criminal.

A Lei 12.651 de 2012 submete as APPs de reservatórios artificiais a um programa específico criado para regular o uso e medidas de conservação da área que o rodeia. Este programa, chamado *Plano Ambiental de Conservação e Uso do Ambiente do Reservatório* (PACUERA), deve ser preparado, para cada reservatório, de acordo com os requisitos mínimos determinados pela autoridade ambiental competente no processo de licenciamento ambiental.

Esta exigência foi incorporada na legislação estadual pela *Nova Lei de Política Florestal* do Estado de Minas Gerais, que fez da preparação e aprovação da PACUERA uma condição para a concessão de licenças de operação.

Já incorporamos a preparação dos PACUERAs nos processos de obtenção de licenças operacionais dos projetos sujeitos a licenciamento ambiental a nível estadual. Conforme exigido por lei, a Cemig GT preparou e apresentou pedidos junto dos órgãos ambientais relativos a todas as avaliações ambientais necessárias, incluindo a PACUERA, em relação a todas as instalações que utilizam reservatórios artificiais.

Há também regras que limita o uso das faixas das linhas de transmissão e distribuição. Possuímos servidões para as nossas redes de transmissão e distribuição localizadas em terras sujeitas a restrições. Há, no entanto, construções não autorizadas, principalmente residenciais, em uma parte significativa destas áreas terrestres. Este tipo de atividade provoca riscos de choque elétrico e acidentes envolvendo residentes e constitui um obstáculo à manutenção e operação do nosso sistema energético. Estamos atualmente procurando soluções para estes problemas, que implicarão ou no reassentamento destes ocupantes, ou em melhorias que tornem possível a manutenção do nosso sistema energético de forma segura e eficiente.

Para mitigar estes riscos, monitorizamos e registramos invasões, e tomamos medidas para evitar invasões nas faixas das linhas de transmissão e subtransmissão. Foram tomadas várias medidas para preservar a segurança destas linhas, incluindo a contratação de uma empresa para inspeção sistemática, com a implementação de medidas de segurança e obras para minimizar os riscos de acidentes, e remoção da ocupação de faixas de transmissão através de acordos com residentes e através de parcerias com os municípios da nossa área de concessão.

Também adotamos medidas de segurança para os ativos de geração de energia para protegê-los contra invasões. Os invasores encontrados dentro da instalação são identificados por uma equipe de vigilância, e providências são tomadas para que eles se retirem do local, sem resistência ou violência.

As usinas estão marcadas com cercas e placas de alerta, indicando que a propriedade é privada, e que a caça, a pesca e a natação são proibidas no local. Para otimizar a segurança nas usinas, pretendemos implementar sistemas eletrônicos de segurança. Nas áreas de risco das instalações de geração hidroelétrica, há sinais que indicam a titularidade, e a proibição da pesca e da natação, devido à risco de um aumento súbito do nível da água causar

acidentes fatais. Além disso, boias de sinalização náutica próximas as grandes barragens indicam os limites de áreas seguras para as embarcações e proíbem a entrada para além deles.

A Companhia mantém uma equipa para realizar inspeções periódicas nas suas áreas, avisando a comunidade da proibição de construção, e para remoção de ocupantes irregulares antes de a Companhia tomar medidas legais para a reintegração de posse.

Considerando a vasta área e o número de reservatórios, a Companhia incluiu o uso de imagens de satélite no seu método de inspeção para identificar ocupações irregulares, o que ajudou a identificar invasões e quaisquer danos ambientais com maior eficiência.

Nas operações da Gasmig, as redes de distribuição de gás natural são subterrâneas e atravessam áreas rurais e urbanas. Os tubos são normalmente instalados em vias públicas perto de drenagem pluvial, saneamento, energia e telecomunicações, entre outros serviços públicos. A instalação das redes no subsolo urbano apresenta riscos de danos aos gasodutos por parte de trabalhadores de manutenção de terceiros. No entanto, todas as nossas redes de gás são sinalizadas de acordo com as normas nacionais, e procedimentos internos. Além da sinalização de segurança, a presença da rede Gasmig em estradas, ruas e outras áreas é mostrada no site da Companhia, onde o mapa da rede é disponibilizado de forma completa e atualizada. A Gasmig fornece serviços gratuitos de orientação no local para escavações, por qualquer parte externa, através do seu programa *Escave com Segurança*.

A Gasmig também tem planos de inspeção de rede, para verificar as condições de segurança do sistema e evitar intrusões ilegais, construções ou erosão perto de gasodutos. As redes de distribuição da Gasmig têm uma sinalização clara, com georreferencia registrada num registro central. Este registro está disponível para consulta prévia e orientação quando o público ou outras organizações pretendem preparar ou propor projetos. A orientação é dada para a realização de obras que poderiam interferir com gasodutos. As perdas de gás natural são baixas devido à baixa pressão usada em tubos danificados, e devido ao rápido tempo de resposta para a contenção de vazamentos. Foram criadas zonas de bloqueio de segurança para encurtar o tempo de resposta a incidentes e tornar as respostas mais eficazes. A Gasmig também implementou o seu Plano de Gestão de Segurança de Gasodutos Metálicos, que emprega técnicas específicas adequadas para avaliar e detectar quaisquer ameaças de corrosão externa ou interna de oleodutos.

Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento

Nos últimos anos, a Cemig tem investido em projetos de inovação, associados ao programa de Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D – Pesquisa e Desenvolvimento”) da concessionária de energia elétrica do Brasil, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). As inovações desenvolvidas pelos projetos de P&D da Cemig beneficiam diretamente o público. Projetos inovadores incluem projeto de carro elétrico, projeto de veículo aéreo não tripulado e ampliação do uso de energia solar.

Uma gama específica de estudos, da Unidade de Manejo de Vegetação da Empresa, desenvolveu métodos e técnicas inovadoras para melhoria do desempenho ambiental da Cemig nesta área, como por exemplo o Projeto de P&D 601 - Quebra de Galhos de Árvores: Modelo de Risco de Queda de Galhos de Árvores, para Manutenção Preventiva e Redução do Impacto na Rede de Distribuição. Este é um projeto em parceria com o Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo (IPT), para construir um modelo matemático fácil de usar para poder prever o risco de queda de galhos localizados acima redes elétricas, com base nas suas características físicas e morfológicas. Isso permite que medidas preventivas sejam tomadas para evitar acidentes e cortes de energia elétrica.

Além disso, a Cemig está sempre na vanguarda de projetos que aprimoram técnicas de mitigação de impactos e restauração de habitats. Em 2023, tínhamos dois projetos em andamento:

- Projeto de P&D 607 – Monitoramento Inteligente da Qualidade da Água em Reservatórios Hidrelétricos através do Desenvolvimento de um Algoritmo Fotogramétrico através do Desenvolvimento de um Algoritmo Fotogramétrico: qualidade da água nos reservatórios do Grupo Cemig, utilizando drones e imagens de satélite para complementar o monitoramento tradicional e fornecer dados de forma mais prática e rápida.
- Projeto de P&D 611 – Descomissionamento da PCH Pandeiros: uma experiência inédita na América do Sul: Projeto para avaliar os possíveis impactos da remoção da barragem da Pequena Central Hidrelétrica de

Pandeiros , analisando aspectos físicos, biológicos e ecológicos do meio ambiente a montante e a jusante em caso de abertura das comportas da barragem – envolvendo sempre a comunidade local.

Medidas de compensação

A Lei Federal 9.985, de 18 de julho de 2000, e o Decreto 4.340, de 22 de agosto de 2002, exigem que as empresas cujas atividades resultem em grandes impactos ambientais invistam e mantenham Unidades de Conservação, para mitigar esses impactos. As Unidades de Conservação são áreas sujeitas a proteção especial e incluem estações ecológicas, reservas biológicas, parques nacionais e áreas de significativo interesse ecológico. O órgão ambiental competente para licenciar o empreendimento estipula a compensação ambiental para cada empresa, dependendo do grau específico de poluição ou danos ao meio ambiente.

O Decreto Federal nº 6.848, de 14 de maio de 2009, e o Decreto Estadual de Minas Gerais nº 45.175, de 17 de setembro de 2009, regulamentam a metodologia para decisão dessas medidas de compensação, exigindo que até 0,5% do valor total investido na implementação de um projeto que cause danos significativos impacto ambiental deve ser aplicado em medidas de compensação.

A conformidade com o Sistema de Transmissão Central Regional foi obtida mediante Licença de Operação Corretiva (LOC) 083/2010, emitida em 3 de maio de 2010, pela Supram da região Centro Metropolitana, atualmente denominadas Unidades de Regularização Ambiental ('URA') Central. A Condição 3 definiu o seguinte procedimento para a Compensação Ambiental obrigatória: “Apresentar solicitação ao Núcleo Gestor de Compensação Ambiental do Instituto Estadual de Florestas de Minas Gerais (IEF/GECAM) para cumprimento da compensação ambiental (Lei 9.985/2000 do Sistema Nacional de Unidades de Conservação, ou ‘SNUC’), nos termos do Decreto 45.175/2009. Para efeito da posterior emissão da licença, o cumprimento da compensação ambiental será considerado cumprido somente após assinatura do Termo de Compromisso de Compensação Ambiental e publicação do seu extrato, nos termos do artigo 13 do Decreto. O prazo é de 60 dias após manifestação positiva da Advocacia Geral do Estado (Advocacia Geral do Estado) em referência à retroatividade da compensação ambiental da lei do SNUC.”

Em julho de 2023, foi assinado com o Instituto Estadual de Florestas (IEF) o Termo de Compromisso de Compensação Ambiental (TCCA) 52839868/2022, com o objetivo de estabelecer a forma de atendimento da medida de compensação ambiental prevista no artigo 36 da Lei Federal regulamentada pela Lei Federal. Decreto 4.340/2002 e Decreto Estadual 45.175/2009, alterados pelo Decreto Estadual 45.629/2011, à luz do licenciamento da Cemig Geração e Transmissão S.A./Sistema de Transmissão Regional Centro, especificamente no que diz respeito ao investimento na criação, implantação e manutenção de conservatórios unidades. Conforme determina a Condição 3, o extrato do TCCA foi publicado no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais, em 14/07/2023. O valor total definido para remuneração foi de R\$ 1,6 milhão, devidamente corrigido no momento dos pagamentos. Os recursos abrangidos por este TCCA foram distribuídos nas Unidades de Conservação.

Os pagamentos foram efetuados conforme definido no TCCA e as comprovações foram encaminhadas ao órgão ambiental, por meio do Ofício Externo DEA/GA 01175/2023. Para efetuar o pagamento à Floresta Nacional do Paraopeba, foi assinado o Termo de Compromisso de Compensação Ambiental – TCCA 38/2023 GABUN/ICMBio com o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade – ICMBio. O pagamento foi efetuado conforme definido no TCCA 38/2023 GABUN/ICMBio. Aguarda-se a emissão do Certificado de Conformidade TCCA pelo ICMBio. O Instituto enviará à Cemig e ao órgão responsável cópia deste Certificado, indicando o cumprimento dos compromissos assumidos perante o IEF. Neste ponto, o TCCA 52839868/2022, assinado com o IEF, pode ser considerado integralmente cumprido.

Na Cemig GT (geração), a compensação por meio de áreas protegidas resultou na criação de três Reservas Particulares do Patrimônio Natural (RPPNs): A RPPN Galheiro está vinculada à Usina Hidrelétrica Nova Ponte; a RPPN Coronel Domiciano está vinculada à Pequena Central Hidrelétrica Coronel Domiciano; e a RPPN Fartura está interligada à Usina Hidrelétrica de Irapé. Contamos também com uma estação ecológica – Estação Ambiental Itutinga – vinculada à Usina Hidrelétrica de Itutinga. As três primeiras usinas administram essas áreas por meio de Planos de Manejo de Área, documentos exigidos pela Lei Federal 9.985/2000. Além de funcionarem como refúgio para a flora e a fauna nativas, as RPPNs desempenham um papel importante na educação ambiental. Na Estação Ambiental de Itutinga, mudas de

espécies nativas dos biomas Cerrado e Mata Atlântica são produzidas e utilizadas em reflorestamentos ou doadas para comunidades de localidades próximas aos projetos da Cemig.

Além das compensações ambientais referidas acima, são rotineiras compensações florestais para limpeza de caminhos e acessos de linhas de transmissão de energia onde a vegetação foi suprimida.

Para a distribuidora da Cemig (Cemig D) existem diversos métodos alternativos de compensação ambiental – por exemplo, plantio de mudas de espécies vegetais nativas do bioma afetado na área degradada: em 2023 eram um total de 204,97 hectares. Houve também compensação por meio de transações de terras e sua preservação. Nessa modalidade, a Cemig doa áreas dentro dos limites das Unidades de Conservação ao poder público, para garantir restrições a atividades que possam prejudicar o meio ambiente por meio da gestão e conservação dessas áreas. As propostas de regularização submetidas aos órgãos ambientais competentes e aprovadas em 2023 totalizaram 242,86 hectares.

Outros requisitos ambientais podem tornar-se aplicáveis devido aos impactos de vários projetos. Podem incluir a estruturação e operação de programas de monitoramento da fauna e da flora das regiões do entorno das instalações do sistema energético, programas de educação ambiental; e programas de recuperação de áreas degradadas (Programas de Recuperação de Áreas Degradadas, ou 'PRADs').

Durante o ano de 2023, foram realizadas pequenas intervenções pela Gasmig para o adequado desenvolvimento do Projeto Técnico de Reconstrução da Flora implementado em 2022, no município de Bugre. Este Projeto refere-se à compensação florestal para intervenções em Áreas de Preservação Permanente das obras do nosso Polo SDGN Vale do Aço 3ª e 4ª Etapas. Os resultados alcançados são satisfatórios, pois a área em recuperação apresenta melhorias constantes, com considerável desenvolvimento das mudas plantadas, bem como da vegetação existente resultante da regeneração natural.

Outra conquista significativa em 2023 da Gasmig, em relação a algumas obrigações de condições de licenciamento ambiental, foi a aquisição de 24,12 hectares de área, na cidade de Ouro Branco, na regularização fundiária do Parque Estadual de Ouro Branco. Portanto, o processo para cumprimento integral da condição de compensação florestal para intervenção na Mata Atlântica para as obras do Polo RDGN Vale do Aço 3ª e 4ª Etapas está em fase final, com a futura doação da área para a Floresta Estadual Instituto (IEF).

No Parque Estadual Serra do Rola Moça, outra área em recuperação pela Gasmig também passou por diversas ações de monitoramento ao longo do ano. De acordo com o relatório final, ficou evidente o sucesso das mudas, pois a maioria apresentava folhas novas, surgiram brotos nos caules e nos testes de arrancamento de raízes para verificar o enraizamento foram observadas raízes fortes e bem distribuídas, com caules mais grossos e firmes, bem como folhas saudáveis e brilhantes. Observou-se também que as mudas estão livres de pragas agressivas que possam comprometer o seu estabelecimento.

The Carbon Market

O Grupo Cemig participa em projetos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (*Clean Development Mechanism*) – 'MDL' ou 'CDM' – registrados na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC). Estas incluem seis pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), com capacidade total de 96 MW.

Na Guanhões Energia o potencial de geração de créditos é de 44.488, dos quais 49% pertencem à Cemig; na PCH Cachoeirão o total é de 34.059 créditos (dos quais 49% pertencem à Cemig); e na Usina Hidrelétrica de Paracambi o total de créditos é de 38.161, dos quais 49% pertencem à Cemig. Em 2023, foram acompanhados esses projetos, correspondendo a 57.186,92 créditos para a Cemig.

Projeto	Número de registro	Status	Redução anual estimada, tCO ₂ eq	Período de crédito	Créditos emitidos
Guanhães SPC (4 PCHs, 44 MW)	3088	Registrado	44.488	Jan 2013 – Jan 2020 (Renovável) Jan 31, 2020 – Jan 30, 2027 (Foi renovado)	-
Cachoeirão PCH (27 MW)	4788	Registrado	34.059	3/Fev, 2019 – 2/Fev, 2026 (Renovável)	47.680 (Jan 2013 – Dez 2020) 15.004 (Jan 2021 – 30/abr, 2021)
Paracambi PCH (25 MW)	9893	Registrado	38.161	9/Jul, 2021 – 8/Jul, 2028	-

Gestão de equipamentos e resíduos contaminados com bifenilos policlorados (PCBs)

O Brasil assinou e ratificou a Convenção de Estocolmo ('SC') que inclui metas relacionadas ao gerenciamento de PCBs em equipamentos elétricos. O Brasil proíbe a produção, importação e venda de PCBs desde 1981 e vem envidando esforços para atingir as metas do SC. Na Cemig, quase todos os grandes equipamentos contaminados com PCB foram retirados do sistema elétrico e incinerados. Os poucos equipamentos de grande porte contaminados com PCB ainda em operação serão descartados adequadamente dentro dos prazos do SC. A Cemig está identificando pequenos equipamentos contaminados com PCB, de acordo com os critérios estatísticos da legislação brasileira e visando atender às metas e prazos do SC.

Tecnologias operacionais – Cemig

A Cemig investe em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista a sua estratégia de aumento de eficiência, modernização e automatização adicionais das redes de geração, distribuição e transmissão. Também segue desenvolvendo e implementando novos sistemas, com o objetivo de otimizar suas atividades internas e aumentar a disponibilidade de sua infraestrutura e aplicativos que suportam os negócios da Companhia.

Centro de Operação do Sistema dos ativos de geração e transmissão

O Centro de Operação do Sistema (COS) da CEMIG, localizado na sede em Belo Horizonte, é o centro nevrálgico das operações de transmissão e geração. Com moderna sala de controle, coordena as operações de todo o sistema energético, em tempo real, proporcionando integração operacional da geração e transmissão de energia. Também opera as interligações com outras empresas de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e controle executados pelo COS estendem-se agora a 48 subestações de extra alta tensão, 17 grandes centrais geradoras, 19 pequenas centrais geradoras, quatro parques eólicos e duas centrais solares.

Através das suas atividades, o COS garante permanentemente a segurança, a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia aos seus clientes e ao sistema. As atividades do COS são sustentadas por modernos recursos tecnológicos de telecomunicações, automação e tecnologia de informação, e executados por pessoal altamente qualificado. O COS possui um Sistema de Gestão de Qualidade com o certificado ISO 9001:2015.

Centro de Operações de Distribuição

Nossa rede de distribuição é gerenciada por um Centro de Operações de Distribuição (COD), localizado em Belo Horizonte. O COD monitora e coordena as operações da nossa rede de distribuição em tempo real. É responsável pela supervisão e controle de 460 subestações de distribuição, 342.510 milhas de linhas de distribuição de média e baixa tensão e 11.323 milhas de linhas de subtransmissão e 9,087 milhões de clientes e atua em 774 municípios de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 24.686 serviços operacionais em campo por dia em 2023. Existem vários sistemas em uso para automatizar e apoiar os processos do COD, incluindo chamada de problemas, gerenciamento de equipe de campo, supervisão e controle de subestação de distribuição, restauração de energia, comutação de emergência,

desconexão da rede e inspeção. Tecnologias, incluindo um Sistema de Informação Geográfica e uma Linha Direta de Comunicação de Dados por Satélite, para reduzir o tempo de restauração do atendimento ao cliente e fornecer um melhor atendimento ao cliente. São dispositivos instalados ao longo de nossa rede de distribuição que detectam e interrompem correntes de falta e restauram automaticamente o serviço após interrupções momentâneas, melhorando o desempenho operacional e reduzindo o tempo e os custos de restauração.

Sistema de Informações Geocientíficas

O sistema Electric Office Cemig ('EOC'), conhecido como "Atlantis" em fase de projeto, modernizou e unificou o sistema de geoprocessamento de linhas e redes de distribuição da CEMIG. O sistema possibilita o gerenciamento de recursos com visão geoespacial, permite melhor planejamento de ampliações, registra análises de redes elétricas e auxilia no cumprimento das resoluções normativas da ANEEL.

Os Sistemas de Informação Geográfica ('SIG') permitem-nos dar suporte aos processos de registo e desenho, bem como apoiar os seguintes processos corporativos: expansão e manutenção de redes, proteção de receitas, planejamento e fornecimentos, serviços imobiliários e gestão de ativos por meio de total integração com o sistema *Enterprise Resource Planning* ('ERP'), além de dar suporte às operações. Além disso, dá suporte à engenharia por meio da integração com o sistema de cálculos elétricos e mecânicos que oferece análise de rede e dimensionamento adequado da rede. O sistema EOC é utilizado pelas equipes de registro de ativos de alta, média e baixa tensão da CEMIG.

Em 2020 foi ativado o módulo Máquina de Projetos, que gerencia o processo de elaboração de projetos elétricos de forma integrada ao sistema SAP/ECC, para que a geração da BOM (lista de materiais) seja criada de forma automatizada a partir do desenho técnico elaborado no Atlantis com sincronização de todas as etapas do processo entre o Sistema EOC e o módulo PM do SAP/ECC. O processo inclui solicitação do cliente no SAP/CRM, autorização de execução, elaboração de desenho, envio de BOM, elaboração de orçamento, autorização para execução de obra, construção, modificações de projeto (*as built*), vistoria, medição de construção, pagamento, fechamento e capitalização dos ativos mobilizados.

Em 2022 iniciamos um importante projeto de atualização da versão do "GE *Smallworld Electric Office*", que é o software base da nossa solução GIS. O grande objetivo do projeto foi migrar da versão 4.3 de componentes, produtos, integrações e customizações para a versão 5.2 ou superior. A implantação da nova versão ocorreu com sucesso em setembro de 2023.

Possuímos um sistema de engenharia com funções de geoprocessamento (sigla GDIS - Gestão da Distribuição) que é responsável por coordenar as operações de serviços de campo (manutenção, restauração e atendimento em baixa e média tensão elétrica), atendendo 27 mil atendimentos por dia, realizados por 2 mil equipes conectadas diariamente a esse sistema por GPRS trocam mensagens ou conexão via satélite, enviando cerca de 700 mil mensagens mensalmente. Desde 2022 não houve implementações significativas, embora os esforços tenham sido para manter a estabilidade e disponibilidade do sistema que são críticas nestes processos específicos de distribuição de energia. Isto se deve à substituição do GDIS por uma nova solução de TI nos próximos anos.

Em 2022 iniciamos um projeto de customização e adoção de uma plataforma de ADMS – *Advanced Distribution Management System* baseada em produtos tecnológicos Schneider. ADMS é uma plataforma de software para realizar tarefas de gerenciamento e otimização de distribuição. Esta solução inclui funções que automatizam a restauração de interrupções, a autocorreção e melhoram o desempenho dos circuitos de distribuição. Por se tratar de um projeto significativo, com diversas fases e entregas, a previsão de conclusão é 2025.

A CEMIG possui outras soluções de TI baseadas em tecnologias GIS, como painéis geográficos com dados disponíveis em visualizações tabulares e cartográficas, painéis de automação para operações de distribuição, sistema de gerenciamento, fiscalização e segurança de barragens e integrações para permitir acesso a visualizações simples de mapas.

Rede interna de telecomunicações

A rede de telecomunicações da CEMIG é composta por 1.206 Estações de Comunicação. 450 deles possuem links de micro-ondas de alto desempenho e um sistema óptico de 3.482 milhas de fibra óptica, fornecendo uma combinação de redes de telecomunicações. Nossa robusta rede de dados também contém recursos de comunicação que compartilham a infraestrutura de subestações, usinas de geração e linhas de transmissão e distribuição de alta tensão.

A solução oferece uma gama de serviços que vão desde redes telefônicas corporativas e operacionais até a rede crítica de telecomunicações, que se dedica ao monitoramento, proteção e controle de usinas de geração, subestações, linhas de transmissão e distribuição, envio de equipes de campo para execução de tarefas técnicas e comerciais serviços, bem como previsão de raios e tempestades e sistemas hidro meteorológicos para operação de reservatórios.

Para apoio ao controle e supervisão do sistema da rede de distribuição de média tensão, existe um sistema privado de radiocomunicação, instalado em 1.350 equipamentos automatizados de proteção ou comutação. Outros 2.022 dispositivos automatizados são monitorados por solução via satélite, e um terceiro, com 10.200 equipamentos (celulares e modems), é atendido por rede móvel pública.

O despacho de serviços comerciais e técnicos é suportado por 1.640 terminais móveis de veículos conectados por solução híbrida de satélite e celular e 275 dispositivos portáteis equipados com solução celular. 338 mil medidores de energia compõem uma Infraestrutura de Medição Avançada ('AMI') e são equipados com solução de comunicação celular ou via satélite e dedicados à proteção de receitas. Atualmente são 322.681 pontos instalados em clientes de baixa tensão na região metropolitana de Belo Horizonte.

A arquitetura de Telecomunicações está alinhada aos padrões de mercado, utilizando equipamentos de última geração, que são monitorados, operados e gerenciados com as mais recentes soluções tecnológicas.

A Operação da Rede de Telecomunicações monitora e opera a infraestrutura 24 horas por dia, 7 dias por semana para garantir a continuidade e confiabilidade, de acordo com os requisitos regulatórios brasileiros e em conformidade com os regulamentos da ANEEL, procedimentos operacionais do Operador Nacional da Rede ('ONS') e outros regulamentos específicos.

Rede corporativa

Nossa empresa possui 9.500 Ativos de Telecomunicações e Redes de Dados instalados em 300 cidades de Minas Gerais ligados a um mix de infraestrutura de telecomunicações pública e privada que inclui links de micro-ondas, redes de fibras ópticas e cabos metálicos.

As topologias de redes físicas e lógicas empregam recursos de segurança como firewalls, sistema de prevenção de invasões ('IPS'), controle de acesso, sistemas de Detecção e Resposta de *Endpoint* e *AntiSpam*, que são continuamente atualizados para proteção contra acessos não autorizados, de acordo com a ISO 27002. A O sistema de gerenciamento de informações e eventos de segurança ('SIEM'), fornecido por empresa terceirizada especializada em segurança, possibilita a investigação de eventos adversos, ao mesmo tempo que fornece uma base de registros históricos para atender aos requisitos legais.

Um Centro de Operações de Segurança externo de terceiros e um Centro de Operações de Rede interno ('SOC' e 'NOC'), monitoram, operam e gerenciam toda a rede e infraestrutura de segurança em tempo real (24 horas por dia, 7 dias por semana), mantendo a confidencialidade, integridade e disponibilidade dos dados em toda a rede. Adicionalmente, contratamos um serviço de inteligência de ameaças, vinculado ao SOC, com o objetivo de antecipar possíveis ataques e aumentar o nível de proteção da empresa.

Uma solução baseada em Cisco App Dynamics foi implementada para monitorar aplicativos de atendimento ao cliente e medir a experiência dos usuários. Esse monitoramento melhora a proatividade no tratamento de incidentes.

Desde 2022, 100% dos computadores dos usuários foram atualizados, principalmente pela substituição de desktops por notebooks. Os Sistemas Operacionais foram atualizados garantindo políticas de proteção de dados e contenção de vulnerabilidades.

Foram implementadas soluções de colaboração e produtividade baseadas em *Cloud Solutions* utilizando Microsoft Office 365, trazendo maiores resultados na experiência dos usuários.

Uma solução usando Azure Virtual Desktop ('AVD') foi implementada desde 2022 substituindo a legado *Virtual Desktop Infrastructure* ('VDI') e reduzindo as conexões VPN diretamente à Rede Corporativa e permitindo o bloqueio de Remote Desktop Connection ('RDP'), que eram pontos de vulnerabilidade no ambiente.

A Autenticação Multifatorial ('MFA') foi implementada em todos os acessos externos, bem como uma gestão unificada de *endpoints* ('UEM') para garantir um controle eficaz de acesso à rede da empresa.

Em 2023, 85% da carga de trabalho do servidor Datacenter foi migrada para a nuvem Microsoft Azure, proporcionando alta disponibilidade, alta escalabilidade e solução econômica.

Gestão de Segurança da Informação

A Segurança da Informação, uma preocupação permanente da Companhia, é garantida por meio de um sistema de gerenciamento baseado no padrão brasileiro (ABNT) NBR ISO/IEC 27001:2013, que está alinhado com as melhores práticas de mercado. Nosso sistema de administração de segurança da informação inclui processos para administração e controle de políticas, riscos, comunicação, classificação de informações e segurança da informação. Além disso, nossas ações recorrentes para aprimoramento de processos, comunicações, conscientização e treinamento fortalecem as práticas de segurança da informação.

Desde 2022, a CEMIG fortaleceu seu programa de segurança cibernética, adotando novas tecnologias e ferramentas para prevenir ataques cibernéticos e violações de privacidade de dados. Isso inclui a expansão de uma plataforma de detecção e resposta de *endpoint* para o ambiente de tecnologia operacional ('OT'), uma plataforma de segurança que fornece solução de segurança cibernética industrial, com visibilidade de IoT e OT, para monitoramento contínuo e insights de risco em tempo real para proteção contra ameaças em evolução. Toda a rede TO foi isolada da rede de TI por *jump server* e *firewalls* para que o acesso a esta rede seja feito através de uma infraestrutura controlada dependente de MFA. O controle de atualizações e patches de aplicações foi implementado e a criação de um site externo para recuperação de desastres aumentou a resiliência deste ambiente.

No ambiente de Tecnologia da Informação ('TI'), a Cemig implementou gerenciamento de dispositivos móveis, gerenciamento de aplicativos móveis, autenticação multifator ('MFA') para acesso à rede e redução de conexões VPN diretamente à Rede Corporativa permitindo o bloqueio de Remote Desktop Connection ('RDP'), que eram pontos de vulnerabilidade no ambiente. Para ajudar a proteger nossos dados confidenciais, foi implementada uma ferramenta de prevenção contra perda de dados e uma ferramenta eletrônica de classificação e rotulagem de dados para aplicar proteção criptográfica a documentos confidenciais. Contratamos um Centro de Operações de Segurança (SOC) externo e um serviço de inteligência de ameaças com o objetivo de antecipar possíveis ataques e aumentar o nível de proteção da empresa.

Um modelo de avaliação de maturidade em segurança cibernética (C2M2) tem sido utilizado com o objetivo de promover práticas seguras e direcionar ações de melhoria.

A CEMIG mantém um programa contínuo de conscientização sobre segurança para seus colaboradores por meio de campanhas anuais.

Programa de Governança de TI

Nosso Programa de Governança de Informação e Tecnologia busca o alinhamento com o negócio, agregando valor por meio da aplicação de uma gestão adequada de recursos e riscos, monitorando constantemente desempenho e conformidade com as normas, garantindo o cumprimento dos requisitos legais, regulatórios e de *compliance*, que são continuamente auditados. Para executar a estratégia e os objetivos corporativos, a Companhia alinha interesses e metas aos objetivos de controle e aos processos de governança e gestão, traduzindo as oportunidades e necessidades de negócios em resultados com *compliance* e com os níveis de risco adequados. Para dar sustentação a este programa de governança e garantir que a estratégia seja implementada, os processos empregados pelo departamento de TI estão diretamente relacionados aos objetivos de controle (com base no *framework* do COBIT, quando possível),

providenciando requisitos de alto nível a serem fornecidos pela administração para a eficácia de cada processo de TI, e são baseados nas melhores práticas de gerenciamento de serviços de TI (ITIL).

Sistema de Gestão de Serviços de TI

Para atender às áreas de negócios da Cemig e atender aos requisitos regulatórios e de *compliance*, a Cemig possui um sistema de gestão de serviços de TI (ITSMS) que aplica um conjunto de práticas de gerenciamento capazes de capturar as necessidades e expectativas estratégicas dos negócios e que, por meio do envolvimento com as áreas de negócios da empresa, realiza a aquisição/construção de soluções, design, transição, fornecimento e suporte de produtos e serviços.

A fim de facilitar e aumentar a eficácia deste sistema, o Departamento de Tecnologia e informação (DTI) estabeleceu um mecanismo padronizado para modelar a relação entre ativos de infraestrutura e a configuração de sistemas e aplicativos com os processos de negócios da empresa, representando melhor a arquitetura empresarial e a identificação de aplicativos e sistemas críticos para o negócio da Cemig. Esse mecanismo inclui a descoberta e o mapeamento automatizado de elementos de infraestrutura para modelagem adicional desses elementos com aplicativos e processos de negócios. Essa modelagem de serviços de ponta a ponta permite a simulação de condições com análise de impactos nos negócios e de causas, fornece dados para todas as práticas e processos da cadeia de valor, melhorando a tomada de decisões, a avaliação de riscos, a segurança da informação e a qualidade na construção de novas soluções.

Em 2022 houve iniciativas para agilizar o processo de solicitações de mudança, entregando mais valor aos clientes e ao mesmo tempo seguindo a governança e os controles de TI.

Sistema de Gestão Comercial

Estabelecemos e consolidamos um sistema eficiente de atendimento ao cliente, baseado na plataforma SAP CCS (*Customer Care Solution*) / CRM (*Customer Relationship Management*), totalmente integrado ao banco de dados *Business Intelligence* (BI), que dá suporte aos nossos processos de atendimento ao cliente.

Os colaboradores utilizam CCS/CRM para gerenciar e atender mais de 9 milhões de clientes que recebem fornecimento de energia em alta, média e baixa tensão. Ambas as ferramentas corporativas oferecem segurança, qualidade e produtividade aos nossos processos de distribuição de energia com eficiência de acordo com as exigências regulatórias e de mercado.

Em 2023 instalamos uma solução de nota fiscal eletrônica de energia elétrica baseada em tecnologia SAP, denominada “NF3e” no Brasil. Este modelo nacional de documento fiscal eletrônico substituiu o sistema de emissão da atual Nota Fiscal/Técnica de Energia Elétrica, com validade jurídica garantida pela assinatura digital do emissor, simplificando as obrigações acessórias dos contribuintes e permitindo, ao mesmo tempo, o acompanhamento da emissão em tempo real pelas Autoridades Fiscais.

Diversas customizações foram revisadas ou desenvolvidas no SAP/CCS para proporcionar integrações com clientes, que é a implementação da estratégia Omnichannel, com integração de nova agência virtual, mobile app, aplicativo WhatsApp, *call center*, mensagens SMS e outros canais de relacionamento com o cliente.

Em função da Resolução Normativa nº 1.059 da agência ANEEL, em 2023 implementamos diversos ajustes em ambos os sistemas de Gestão de Relacionamento com o Cliente, SAP CRM 7.0 e *Salesforce*, em uma sequência de obrigações iniciadas pela resolução nº 1.000, esta última anunciada desde 2022. Os ajustes foram feitos no SAP IS-U/CCS.

Além disso, outra entrega durante 2023 foi a customização do sistema SAP IS-U/CCS para oferecer condições de negociação de dívidas dentro do programa governamental denominado “Desenrola”, que focou na redução dos níveis de inadimplência dos clientes, melhorando o Receita da empresa.

De acordo com a nova regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que entrará em vigor até 1º de janeiro de 2024, cerca de 170 mil unidades consumidoras de alta e média tensão poderão migrar para o mercado livre de energia. Para poder atender essa demanda futura, a Cemig iniciou em março de 2023 um projeto chamado “Projeto Varejista” para ajustar nossa Força de Vendas de CRM, que estreou o primeiro e-commerce, do lead ao

contrato e depois à fatura, para aumentar a participação de mercado e melhorar o atendimento ao cliente. Como resultado deste projeto, até o final de 2023 tivemos 1.000 novos contratos de clientes assinados. Foi também necessário adequar o módulo de faturação do SAP IS-U/CCS às novas regras para faturar estes novos clientes.

Ferramentas gerenciais

De 2019 a 2022, executamos projeto de instalação de novos produtos de TI para melhoria de processos de engenharia, baseado na Plataforma Cyme ('CYME'), fornecida pela Cooper Power Systems, incluindo instalação e configuração de módulos Gateway e Servidor.

A plataforma CYME é um sistema especialista que inclui cálculos elétricos complexos para o planejamento e estudo de redes de distribuição. No caso da CEMIG, que possui uma extensa e integrada rede de distribuição e um nível significativo de complexidade, as atividades de implementação da solução tecnológica são ainda mais desafiadoras e exigentes, exigindo esforços consideráveis para a conclusão das etapas.

Em 2022, o projeto CYME foi finalizado nessa fase, com a implantação de todos os módulos adquiridos.

Em 2023 iniciamos um novo *roadmap* para a fase 2023 a 2026 incluindo a aquisição de diversas novas licenças ou módulos para serem utilizados por engenheiros ou técnicos, oferecendo essas ferramentas para automação e modernização de processos de engenharia.

Implementamos também uma nova solução mobile para coleta de leituras e impressão simultânea de faturas no terreno. Desde agosto de 2020, temos leitores utilizando o novo aplicativo "SGL Collector" (SGL é um sistema de gerenciamento de leitura) em smartphones. A nova solução traz benefícios de um aplicativo com interface gráfica mais intuitiva que facilita ao leitor o aprendizado e a execução das atividades, associado ao manuseio de equipamentos menores, mais leves e com menores custos em relação aos PDAs utilizados anteriormente.

A instalação e atualização das versões do aplicativo nos smartphones dos leitores é feita de forma remota e centralizada, por meio de uma plataforma UEM ('Unified Endpoint Management') que garante toda a segurança e integridade dos equipamentos e aplicativos utilizados pelas equipes de campo na execução das atividades em toda a área de concessão da CEMIG.

Em 2022 implantamos uma nova versão web do sistema SGL, integrando em um único servidor todas as operações de entrega dos conjuntos de leituras abrangendo toda a área de concessão da Cemig e conexão direta para transferência de dados ao servidor.

Em 2023 implementamos uma nova funcionalidade no SGL para disponibilizar aos nossos clientes a opção de pagar a fatura mensal diretamente à Cemig por meio do PIX, meio de pagamento instantâneo no Brasil.

Canais de relacionamento com o cliente

Possuímos três grandes canais (*Call Center*, Atendimento Presencial e Canais Digitais) de atendimento aos nossos clientes em Minas Gerais. O contacto de atendimento ao cliente, seja de caráter emergencial ou para atendimento de solicitações de serviço, pode ser realizado:

- pelo nosso *call center*, que tem capacidade para atender em média 43 mil contatos telefônicos por dia, operando com um eficiente atendimento eletrônico por meio de Resposta Interativa de Voz ('IVR');
- atendimento presencial, em nossas Agências de Atendimento nos 774 municípios de nossa área de concessão; ou em nossos balcões de autoatendimento autônomos ("*totens*"), que oferecem 18 serviços;
- utilizando os Canais Digitais, online, através de três formas,
 - pelo Cemig Atende Web – nossa Agência de Atendimento Online, em nosso site – oferecendo 76 modalidades de atendimento ou via *ChatBot* em nossa página inicial;
 - pelo WhatsApp e Telegram, oferecendo 18 modalidades de atendimento cada;
 - pelo nosso aplicativo Cemig Atende para smartphone, para Android ou iOS, que oferece 20 serviços.

Sistemas de Manutenção e Reparos

Os 18.896,33 quilômetros de linhas de distribuição de alta tensão da rede da CEMIG D, operando de 34,5 kV a 230 kV, são sustentados por 54.082 estruturas, principalmente metálicas.

A rede da CEMIG GT possui 3.144 milhas de linhas de transmissão de alta tensão, operando na faixa de 230 kV a 500 kV, suportadas por 11.913 estruturas.

A maioria das interrupções de serviço em nossas linhas de distribuição e transmissão são resultado de raios, incêndios superficiais em fazendas, vandalismo e vento. A distribuição também sofre corrosão nas estruturas.

Todo o sistema de linhas de transmissão de alta tensão da CEMIG D é inspecionado uma vez por ano por helicóptero, utilizando um sistema *giroestabilizado* 'Gimbal' com câmeras convencionais e infravermelhas, permitindo inspeções visuais e termográficas (infravermelho) simultâneas. As inspeções terrestres também são feitas em intervalos de um a três anos, dependendo das características da linha, como tempo de operação, número de interrupções, tipo de estrutura e importância da linha para o sistema energético como um todo.

Todas as linhas de transmissão de extra alta tensão da CEMIG GT são inspecionadas duas vezes por ano por helicóptero. As inspeções terrestres são feitas a cada dois anos para inspecionar as estruturas de suporte. Os caminhos das linhas são fiscalizados anualmente, visando manter as áreas livres de vegetação que possa provocar incêndios superficiais.

Utilizamos modernas estruturas modulares de alumínio para minimizar o impacto de emergências envolvendo queda de estruturas. A maior parte do nosso trabalho de manutenção em linhas de transmissão é realizada usando métodos de fio energizado. Temos uma equipe bem treinada e veículos e ferramentas especiais para apoiar trabalhos com fios elétricos e mortos.

Nosso conjunto de equipamentos sobressalentes (transformadores, disjuntores, para-raios, etc.) e subestações móveis são de grande importância no pronto restabelecimento da energia aos nossos clientes em caso de emergências envolvendo falhas em subestações.

Seguros

Temos apólices de seguros que cobrem danos por incêndio em edifícios da nossa propriedade ou alugados, incluindo o seu conteúdo. Desde 8 de janeiro de 2023, o seguro para o edifício onde a nossa sede está localizada só cobre o seu conteúdo, uma vez que o seguro para o edifício foi assumido pelo proprietário do edifício. A nossa apólice de seguro de risco operacional cobre danos às turbinas, geradores e transformadores das nossas principais centrais geradoras e subestações causadas por relâmpagos, incêndios e explosões ou riscos como falhas de equipamentos. Também temos apólices de seguro que cobrem danos às aeronaves usadas em nossas operações, ou por elas causados. Não temos seguro geral de responsabilidade civil de terceiros para cobrir acidentes, e não procuramos propostas para este tipo de seguro. No entanto, existe a possibilidade de que possamos contratar este tipo de seguro no futuro.

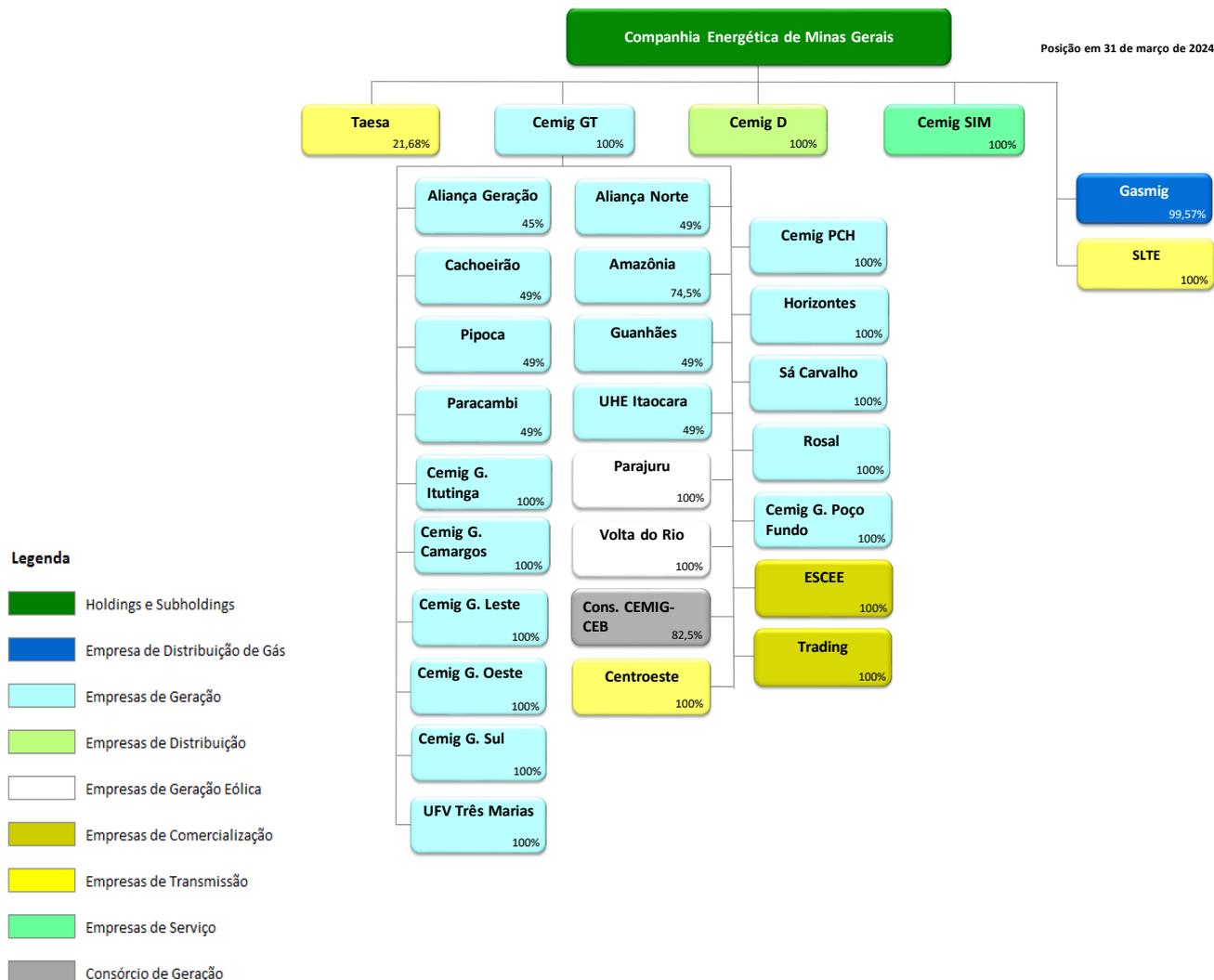
Além disso, não procuramos propostas, nem temos cobertura, de seguros contra grandes desastres naturais que possam afetar as nossas instalações, tais como terremotos, inundações ou falhas do sistema operacional.

Não temos cobertura de seguros para o risco de interrupção de negócios, o que significa que os danos sofridos pela nossa Companhia, e danos consequentes sofridos pelos nossos clientes devido à interrupção no fornecimento de energia não são, em geral, cobertos pelo nosso seguro e podemos estar sujeitos a perdas significativas. Consulte Item 3, Informações relevantes – Fatores de risco – Riscos relacionados com a Cemig. Operamos sem apólices de seguro contra desastres naturais e responsabilidade de terceiros.

Acreditamos que, uma vez que contratamos seguros contra incêndio e riscos operacionais, a nossa cobertura de seguros está a um nível que é usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

C. Estrutura organizacional

As empresas incorporadas no Brasil descritas abaixo são as nossas principais subsidiárias integrais, controladas em conjunto e entidades afiliadas: (*)



* em março de 2023

As principais subsidiárias, integrais e controladas em conjunto, e afiliadas, são:

- Cemig Geração e Transmissão S.A. –, participação de 100%: Opera na geração e transmissão de energia.
- Cemig Distribuição S.A. – participação de 100%: Opera na distribuição de energia.
- Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) – participação de 99,57%: Adquire, transporta, distribui e vende gás natural.
- SPEs do Lote D – participação de 100%: Geração Camargos S.A., Cemig Geração Itutinga S.A., Cemig Geração Leste S.A., Cemig Geração Oeste S.A., Cemig Geração Salto Grande S.A., Cemig Geração Sul S.A. e Cemig Geração Três Marias S.A. O lote D é composto por 13 usinas, anteriormente propriedade da Cemig, e mais 5 usinas que pertenciam a outras empresas. Em 31 de maio de 2023, Cemig Geração Salto Grande S.A. e Cemig Geração Três Marias S.A. foram incorporadas pela Cemig GT. A capacidade de geração total instalada destas 18 centrais é de 699,57 MW.
- SPEs – Energia Eólica – Participação 100%: Central Eólica Praias de Parajuru S.A. e Central Eólica Volta do Rio S.A. – 2 parques eólicos com um total de 47 turbinas eólicas com 70,8 MW.

- Cemig SIM – Participação 100%: Geração distribuída, serviços de conta, cogeração, eficiência energética e gestão de fornecimento e armazenamento.
- Centroeste – 100% possuído: Opera na construção, operação e manutenção da linha de transmissão Furnas-Pimenta – parte da rede nacional.
- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Taesa), controlada em conjunto, com participação de 36,97% das ações votantes e 21,68% do total das ações: construção, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia em 18 estados do Brasil e no Distrito Federal.
- Aliança Geração de Energia S.A. (Aliança), controlada em conjunto, com participação direta de 45% do total de ações. A Aliança é uma empresa privada e funciona como uma plataforma de consolidação de ativos de geração e investimentos em projetos de geração futura.
- A Amazônia Energia e a Aliança Norte são acionistas da Norte Energia S.A. (Nesa), que detém a concessão para operar a Usina Hidrelétrica de Belo Monte. Através das entidades controladas conjuntamente acima referidas, a Cemig GT detém uma participação indireta na Nesa de 11,69%.

D. Ativo Imobilizado

Os nossos principais ativos são as nossas centrais de geração de energia, e a infraestrutura de transmissão e distribuição. O valor contábil total de nosso ativo imobilizado e ativos intangíveis, incluindo o nosso investimento em determinados consórcios que operam projetos de geração de energia, incluindo projetos em construção, foi de R\$18.505 milhões em 31 de dezembro de 2023 (vs. R\$17.031 milhões em 2022).

O segmento de Geração e Transmissão representou 21,05% deste valor líquido contábil, os segmentos de distribuição representaram 65,38% e o sistema de distribuição de gás representou 9,17%.

Com a exceção da nossa rede de distribuição e geração, nenhum dos nossos ativos produziu mais de 10% das nossas receitas totais em 2023. A nossa infraestrutura é adequada às nossas necessidades atuais e adequada para os seus fins pretendidos. Temos direitos de servidão para as nossas linhas de distribuição, que são os nossos bens e não reverterem para o proprietário de terras após a expiração das nossas concessões.

O setor elétrico brasileiro

Geral

No setor energético brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição eram tradicionalmente conduzidas por um pequeno número de empresas que sempre pertenciam ao Governo Federal ou aos governos de estados individuais. Desde a década de 1990, várias empresas controladas pelo Estado foram privatizadas, num esforço para aumentar a eficiência e a concorrência. A administração Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) visava privatizar a parte controlada pelo Estado do setor energético, mas o governo Luís Inácio Lula da Silva (2003-2010) encerrou este processo e implementou um Novo Modelo da Indústria para o setor energético brasileiro, expresso na Lei 10.848 de 15 de março de 2004, referida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Mudanças significativas foram implementadas durante a administração de Dilma Rousseff (2011-2016), por meio da MP 579/12, convertida na Lei 12.783/13, estabelecendo novas regras para a renovação de concessões, incluindo um processo de relicitação para concessões de geração de energia hidrelétrica.

Posteriormente, sob a administração de Michel Temer (2016-2018), outras mudanças foram introduzidas no setor pela MP 735/16, que virou Lei 13.360/16, incluindo uma mudança das regras de licitações para geração de energia, transmissão e concessões de distribuição, e serviços relacionados, bem como abordando a renegociação do risco hidrológico. Além disso, em 2017, começou uma série de consultas públicas que discutiram com o setor (Consulta Pública nº 33) a modernização e expansão do Mercado Livre no fornecimento de energia elétrica.

Sob a administração de Jair Bolsonaro (2019-2022), o governo procedeu com os estudos propostos pela Consulta Pública Nº 33, realizando várias oficinas e reuniões com agentes para estudar os seguintes tópicos: separação de contratos de energia em contratos de capacidade e de energia, precificação, definição de limites de preços, e redução da base de tempo para preços de energia de curto prazo ('spot').

Posteriormente, sob o governo de Luís Inácio Lula da Silva (2023-presente), os estudos continuaram com a consulta pública Nº 146/2022 do Ministério de Minas e Energia.

Principais autoridades reguladoras

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, a CNPE foi criada para assessorar o presidente brasileiro no desenvolvimento e criação da política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME, e a maioria dos seus membros são funcionários do Governo Federal. A CNPE foi criada para otimizar o uso dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia ao país.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal concedente de poderes do Governo Federal do Brasil na indústria de energia. Na sequência da adoção da Lei do Novo Modelo do Setor, o Governo Federal, atuando principalmente através do MME, assumiu certas funções que anteriormente eram da responsabilidade da Aneel, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de portarias que regem o processo de licitações de concessões relacionadas a serviços públicos e ativos públicos.

Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da *Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico*, a principal função da Aneel é regular e supervisionar o setor elétrico de acordo com a política determinada pelo MME, e responder a questões que sejam delegadas a ela pelo Governo Federal.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos, composta por Clientes Livres e pelas companhias que atuam em geração, transmissão e distribuição de energia, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores. A *Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico* concedeu ao Governo Federal poder para nomear três diretores do ONS, inclusive o Diretor Geral. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no sistema interligado nacional, observadas a regulamentação e supervisão da Aneel.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Um dos principais papéis da CCEE é comandar os leilões públicos no ambiente regulado, incluindo os leilões de 'energia nova' e 'energia existente'. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas: (1) pelo registro de todos os contratos de compra de energia no Mercado Regulado (CCEARs), e contratos do Mercado Livre, e (2) pela contabilização e liquidação de operações de curto prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia comercializada no mercado de curto prazo, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças ('PLD'), leva em conta fatores similares àqueles usados para determinar os preços de curto prazo ('spot') no Mercado Atacadista de Energia, antes do advento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Dentre estes fatores, a variação do PLD está ligada principalmente ao balanço entre a oferta e a demanda de energia no mercado, assim como ao impacto que qualquer variação desse balanço poderá ter sobre o uso otimizado dos recursos de geração pelo ONS.

A CCEE é constituída de agentes de geração, distribuição e comercialização de energia e por Clientes Livres, e seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados por tais agentes e por um membro, o presidente, indicado pelo MME.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou a EPE. É uma companhia estatal responsável pela condução de pesquisas estratégicas sobre o setor energético, incluindo, dentre outros, energia, petróleo, gás, carvão e fontes de energia renováveis. A EPE é responsável: (i) pelo estudo de projeções da matriz energética brasileira; (ii) pela preparação e publicação do balanço energético nacional; (iii) pela identificação e quantificação das fontes de energia; e (iv) pela obtenção das licenças ambientais necessárias para as novas concessionárias de geração. As pesquisas realizadas pela EPE são utilizadas para subsidiar o MME no seu papel de formulação de políticas para o setor energético nacional. A EPE é também responsável pela aprovação da qualificação técnica de novos projetos de energia a serem incluídos em leilões.

Comitê de Monitoramento do Sistema de Energia – CMSE

O Decreto 5.175, de 9 de agosto de 2004, criou o Comitê de Monitoramento do Sistema de Energia (CMSE), que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável por monitorar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança das condições de suprimento de energia e pela indicação das medidas necessárias para solucionar os problemas identificados.

Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico –

CPAMP

A Portaria nº 47, de 19 de fevereiro de 2008, criou o Comitê Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, ou CPAMP, com o objetivo de garantir a coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE.

Limitações à concorrência

Em 10 de novembro de 2009, a Aneel emitiu a Resolução nº 378, que determinou que a Aneel, ao identificar um ato que possa causar competição desleal ou resultar em controle relevante do mercado, deverá notificar a Secretaria de Direito Econômico (SDE), do Ministério da Justiça, de acordo com o Artigo 54 da Lei 8.884 de 11 de junho de 1994. Após a notificação, a SDE deverá notificar o CADE. Em 30 de novembro de 2011, a Lei 8.884 foi revogada e substituída pela Lei 12.529, que encerrou a SDE e a substituiu pela Superintendência Geral da Competição. Essa unidade, se necessário, exigirá que a Aneel analise esses eventos, sobre os quais o CADE decidirá se sanções devem ser aplicadas. Conforme disposto nos Artigos 37 e 45 da Lei 12.529, estas sanções podem variar de multas pecuniárias à dissolução, ou outra disposição, da companhia infratora.

O Novo Modelo do Setor Elétrico

O principal objetivo do Novo Modelo do Setor Elétrico era assegurar o fornecimento e a razoabilidade de tarifas. Com o objetivo de garantir a segurança do fornecimento, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que (a) as distribuidoras contratem a totalidade de sua carga e fiquem responsáveis pela realização de projeções realistas da necessidade de demanda; e (b) a construção de novas usinas hidrelétricas e termelétricas seja determinada da maneira que melhor equacione a segurança de fornecimento e a modicidade de tarifas. Para atingir tarifas razoáveis, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que todas as compras de energia por distribuidores sejam feitas por leilão, com base nos critérios de menor preço, com a contratação através do Mercado Regulado. Os leilões são categorizados em dois tipos: (i) leilões de fornecimento por novas usinas, visando a expansão do sistema; e (ii) leilões de energia a ser gerada por usinas existentes, visando atender a demanda existente.

O Novo Modelo do Setor Elétrico criou dois ambientes para compra e venda de energia: (i) o Mercado Regulado, no qual as distribuidoras adquirem através de leilões públicos toda a energia de que necessitam para suprir seus clientes; e (ii) Mercado Livre, que abrange toda compra de energia por entidades não reguladas, tais como Clientes Livres e entidades que comercializam energia. As distribuidoras poderão operar apenas no Mercado Regulado, enquanto as geradoras poderão operar em ambos os ambientes, mantendo suas características de competitividade.

As exigências para expansão do setor são avaliadas pelo Governo Federal através do MME. Duas entidades foram criadas para fornecer a estrutura para o setor: (i) a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), companhia estatal responsável pelo planejamento da expansão da geração e transmissão; e (ii) a CCEE, uma entidade privada responsável pela contabilidade e liquidação de transações de energia de curto prazo ('spot'). A CCEE também é responsável, através de delegação pela Aneel, por organizar e conduzir os leilões públicas de energia através do Mercado Regulado, nas quais todas as distribuidoras compram energia.

O Novo Modelo do Setor eliminou o 'self-dealing', obrigando os distribuidores a comprar energia pelo preço mais baixo disponível em vez de comprá-la de partes relacionadas. O Novo Modelo do Setor isentou contratos firmados antes da promulgação da lei, a fim de propiciar estabilidade regulatória às transações realizadas antes de sua aprovação.

Diversas categorias de fornecimento de energia estão liberadas de exigências do leilão público através do Mercado Regulado: (1) alguns projetos de geração de baixa capacidade localizados perto de pontos de consumo (como certas usinas de cogeração e PCHs); (2) usinas qualificadas no âmbito do programa Proinfa; (3) energia de *Itaipu* e, a partir de 1º de janeiro de 2013, de *Angra I e II*; (4) contratos de compra de energia celebrados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico; e (5) concessões prorrogadas pela Lei 12.783. As alíquotas de comercialização da energia gerada pela *Itaipu* são denominadas em dólares norte-americanos e estabelecidas pela Aneel, de acordo com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai, e há volumes de aquisição obrigatórios. Como consequência, as tarifas de energia da *Itaipu* em Reais, aumentam ou diminuem de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o dólar norte-americano e o Real. As alterações no preço da energia gerada por *Itaipu* são, contudo, neutralizadas pelo Governo Federal, que compra todos os créditos de energia da Eletrobras.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico atualmente está sendo desafiada em bases constitucionais perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal contestou estas ações argumentando que os desafios constitucionais estavam sem efeito, pois são associados a uma medida provisória que já foi convertida em lei. Até a presente data, o Supremo Tribunal Federal não chegou a uma decisão final sobre os méritos desse processo e não sabemos quando essa decisão será obtida. Assim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal, algumas partes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelecendo restrições sobre distribuidoras que executam atividades não relacionadas à distribuição de energia, inclusive as vendas de energia por distribuidoras a Clientes Livres e a eliminação de contratos entre partes relacionadas, deverão continuar em pleno vigor e efeito.

Coexistência de dois ambientes de comercialização de energia

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia são conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado: (1) no Mercado Regulado, no qual as distribuidoras adquirem através de leilões públicos toda a energia de que necessitam; e (2) no Mercado Livre, que abrange todas as compras de energia por entidades não reguladas, tais como Clientes Livres e entidades que comercializam e/ou importam energia.

O Mercado Regulado (Ambiente de Contratação Regulado, ou ACR)

No Mercado Regulado, as distribuidoras adquirem energia para seus clientes regulados por meio de leilões regulados pela Aneel e conduzidos pela CCEE.

As compras de energia se dão por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. No Contrato de Quantidade de Energia, uma geradora se compromete a fornecer uma determinada quantidade de energia e assume o risco de que o fornecimento de energia possa ser afetado negativamente por condições hidrológicas e baixos níveis nos reservatórios, entre outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia, caso em que a geradora será obrigada a comprar a energia de

terceiros a fim de cumprir os seus compromissos de suprimento. No Contrato de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar certo volume de capacidade ao Mercado Regulado. Neste caso, a receita da geradora é garantida nas condições contratuais e o risco hidrológico é repassado às distribuidoras. Entretanto, quaisquer potenciais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos clientes. Em conjunto, esses acordos compreendem contratos de compra de energia (*power purchase agreements*), conhecidos como *Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado* ('CCEARs').

A regulamentação do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que as distribuidoras que contratarem menos que 100% de sua demanda total apurada na CCEE, estarão sujeitas a multas. Existem mecanismos para reduzir essa possibilidade de sanções, tal como a participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), o qual permite a gestão de superávits e déficits entre empresas de distribuição, ou compra de energia nos leilões que ocorrem ao longo do ano. Qualquer déficit em relação aos 100% do consumo total pode ser adquirido no mercado de curto prazo. Se uma distribuidora contratar mais do que 105% da sua demanda total, estará sujeita a um risco relacionado ao preço, caso venha a vender esta energia no mercado de curto prazo no futuro. Para minimizar este risco de preço, as distribuidoras podem reduzir seus contratos de compra nos leilões de 'energia existente' em até 4% ao ano, através de negociações bilaterais por meio do Regulamento 711, através de 'Contratos de Energia Nova' do MCSD, ou de perda de clientes que optaram por se tornar livres (assim sendo supridos diretamente por geradoras).

Com a renovação das concessões das usinas hidrelétricas, foi criado o Contrato de Cotas de Garantia Física (CCGF). Esses contratos consideram 90% da energia gerada pelas usinas cujas concessões foram renovadas a fim de mitigar o risco hidrológico desta geração. A execução de CCGFs é compulsória, e cada distribuidora recebeu o seu montante de acordo com o rateio feito pela Aneel.

O Mercado Livre

No Mercado Livre, a energia é comercializada pelos geradores de energia. O Mercado Livre também inclui os contratos bilaterais previamente existentes entre as geradoras e as distribuidoras até os vencimentos de seus termos atuais. Ao expirar, novos contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Os Clientes Livres potenciais eram inicialmente aqueles com demanda superior a 3 MW, atendidos a uma tensão mínima de 69kV ou a qualquer tensão, caso o suprimento tenha se iniciado depois de julho de 1995. Desde janeiro de 2019, os clientes cujo fornecimento começou antes de 1995 também puderam migrar para o Mercado Livre, nos termos da Lei 13.360/16. Em julho de 2019, o limiar para ser um Cliente Livre foi reduzido para 2,5 MW e, em janeiro de 2020, para 2 MW (Portaria nº 514/2018). Em 12 de dezembro de 2019, a Portaria nº 465/2019 reduziu o limiar de consumo para Clientes Livres para: 1,5 MW em janeiro de 2021, 1,0 MW em janeiro de 2022 e 0,5 MW em janeiro de 2023. Essa portaria também deu à Aneel e à CCEE um prazo (janeiro de 2022) para concluir e apresentar as medidas regulamentares necessárias para permitir a abertura do Mercado Livre aos consumidores com carga inferior a 0,5 MW, incluindo comercializadoras de energia regulamentadas, e propôs um calendário de abertura a partir de 1º de janeiro de 2024.

Até a abertura completa, clientes com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outros fornecedores além da sua distribuidora local, se comprarem energia gerada por certas fontes alternativas, tais como PCHs ou fontes eólicas ou de biomassa, de um certo tamanho.

Uma vez que um cliente tenha optado pelo Mercado Livre, só poderá voltar ao mercado regulado cinco anos após comunicação desta intenção ao distribuidor de sua região. O distribuidor pode reduzir este prazo a seu critério. Este prazo extenso visa a assegurar que, se necessário, o distribuidor possa comprar energia adicional a fim de suprir o reingresso dos Clientes Livres no Mercado Regulado. Além disso, as distribuidoras poderão também reduzir o seu montante de energia adquirida, de acordo com o volume de energia que elas não mais distribuirão a Clientes Livres. As geradoras estatais também podem vender energia para Clientes Livres, mas, ao contrário das geradoras do setor privado, elas são obrigadas a fazê-lo através de um processo de leilão.

Atividades restritas para companhias de distribuição

Não é permitido às distribuidoras no Sistema Interligado Nacional (SIN): (1) desenvolver atividades relacionadas à geração ou transmissão de energia; (2) vender energia a Clientes Livres, exceto para aqueles localizados em sua área de concessão, e sob as mesmas condições e tarifas praticadas com seus clientes regulados no Mercado Regulado; (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra companhia, exceto participação em companhias criadas para captação, investimento e gerenciamento dos recursos necessários à distribuidora (ou sua controladora, empresas relacionadas, ou parcerias); ou (4) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, ressalvadas aquelas previstas em lei ou no contrato de concessão pertinente.

Contratos firmados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico prevê que os contratos firmados por distribuidoras e aprovados pela Aneel antes da sua promulgação não serão aditados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos ou modificação dos preços ou volumes de energia já contratados.

O Novo Modelo do Setor Elétrico também limita o repasse de custos de energia aos clientes finais. O *Valor Anual de Referência* corresponde à média ponderada dos preços de energia nos leilões 'A-5' e 'A-3', calculada com relação a todas as companhias de distribuição, e cria um incentivo para que as companhias de distribuição contratem suas demandas de energia previstas nos leilões 'A-5', nos quais se espera que os preços sejam mais baixos do que nos leilões 'A-3'. O Valor Anual de Referência é aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra e venda de energia de novos projetos de geração. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia destes projetos poderão ser repassados integralmente. O Decreto nº 5.163/04 estabelece as seguintes limitações à capacidade das companhias de distribuição de repassarem custos a clientes:

- Não haverá repasse de custos com compras de energia em volume superior a 105% da demanda regulatória.
- Repasse limitado de custos para compras de energia efetuadas em um leilão 'A-3', caso o volume de energia adquirido seja superior a 2,0% da demanda verificada em leilões 'A-5'.
- Repasse limitado de custos de aquisição de energia de projetos de geração nova de energia, caso o volume recontratado por meio de CCEARs de empreendimentos de geração existentes seja inferior ao 'Limite de Contratação' definido pelo Decreto nº 5.163.
- As compras de energia de empreendimentos existentes nos leilões 'A-1' estão limitadas a 0,5% da demanda da distribuidora, compras frustradas em leilões 'A-1' anteriores, ou exposição involuntária à demanda de clientes regulados, mais a 'substituição', definida como a quantia de energia necessária para restituir a energia dos contratos de compra de energia que expiraram no ano corrente (A-1), de acordo com a Resolução 450/2011 da Aneel. Caso a energia adquirida no leilão A-1 exceda o limite, o repasse de custos da parcela excedente aos clientes finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia gerada por empreendimentos de geração existentes. O MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia gerada pelos projetos existentes.
- As compras de energia nos 'leilões de ajuste de mercado' são limitadas a 5,0% da demanda total da distribuidora (o limite anterior, alterado pelo Decreto nº 8.379/14, era de 1,0%, exceto para os anos de 2008 e 2009), e o repasse de custos é limitado ao Valor Anual de Referência.
- Caso as distribuidoras não cumpram a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao (Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) ou ao Valor Anual de Referência, o que for menor.

Racionamento nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, nos casos em que o Governo Federal decretar redução compulsória do consumo de energia em certa região, todos os contratos de quantidade de energia do mercado regulado registrados na CCEE em que a compradora estiver localizada terão seus volumes ajustados na mesma proporção da redução do consumo.

Tarifas

As tarifas de energia no Brasil são determinadas pela Aneel, que tem a autoridade para ajustar e revisar tarifas em conformidade com os contratos de concessão e regulamentação pertinentes. Cada contrato de concessão de uma companhia de distribuição prevê uma tarifa anual. De modo geral, os custos da 'Parcela A' são integralmente repassados aos clientes. Os 'custos da Parcela A' são a parcela da fórmula de cálculo da tarifa que prevê a recuperação de certos custos que não estão sob o controle da companhia de distribuição. Os 'custos da Parcela B', que são custos que estão sob o controle das distribuidoras, são ajustados pela inflação de acordo com o índice IPCA. O reajuste anual médio da taxa inclui componentes como variação interanual dos custos da Parcela A ('CVA'), e outros ajustes financeiros, que compensam as variações nos custos da empresa, para cima ou para baixo, que não puderam ser previamente consideradas na taxa cobrada no período anterior.

As concessionárias de distribuição também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Estas revisões visam principalmente: (i) assegurar receitas necessárias para cobrir custos de operação eficiente, determinados pelo Poder Concedente, e a remuneração adequada dos investimentos classificados como essenciais aos serviços, dentro do escopo da concessão de cada companhia, e (ii) determinar o Fator X, que é calculado tomando por base os ganhos médios de produtividade decorrentes de aumentos de escala. O Fator X é um resultado de três componentes: um fator de produtividade que representa os ganhos de produtividade ('Xpd'); o fator de qualidade XQ, que pune ou recompensa a distribuidora conforme a qualidade do serviço prestado; e o Fator Xt, que tem como objetivo reduzir ou aumentar os custos regulatórios operacionais durante o período de cinco anos entre as revisões tarifárias, para alcançar o nível definido pelo Poder Concedente para o custo de operação eficiente.

Em 2011, a Aneel completou a Audiência Pública nº 040/2010, que tratou da metodologia da terceira Revisão Periódica. Para calcular a taxa de retorno, a Aneel utilizou a metodologia de Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), o que resultou em uma taxa de 7,50% após os impostos, em comparação à taxa de 11,25% aplicada no ciclo anterior. Essa taxa de retorno foi aplicável aos investimentos realizados pela Cemig D até o próximo ciclo tarifário, que foi conduzido em 2018. Depois disso, a nova taxa de retorno calculada pelo regulador é de 8,09% após impostos.

A Aneel também alterou a metodologia utilizada para calcular o Fator X: de uma metodologia baseada em fluxo de caixa descontado, para o método de Produtividade Total dos Fatores (PTF), que consiste em definir os possíveis ganhos de produtividade para cada companhia com base nos ganhos médios de produtividade nos anos mais recentes. Também foram incluídos os outros dois componentes, conforme mencionado acima: XQ e Xt. Os componentes do fator X, determinado na revisão de 2018 para o período 2018/2023, foram: $Xt = -1,33\%$, aplicável a cada reajuste anual; Xpd e XQ, que são definidos *ex-post* e adicionados ao valor anterior com base, respectivamente, nos ganhos de produtividade do último ano, e nas mudanças na qualidade dos serviços prestados.

A Aneel também emitiu regulamentações que regem o acesso às instalações de distribuição, transmissão, e estabelecendo a TUSD e a TUST. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e Clientes Livres para o uso do sistema elétrico interligado são revisadas anualmente. A revisão da TUST leva em consideração as receitas RAP (*Receita Anual Permitida*) das concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações mais detalhadas sobre a estrutura tarifária no Brasil, veja a seção *Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão*.

Em 2015, a Aneel criou uma tarifa adicional que seria repassada aos clientes por meio de suas contas de energia. Esse sistema ficou conhecido como 'bandeiras tarifárias'. O sistema fornece aos clientes um sistema que divulga os custos reais de geração de energia. O sistema é simples: as cores das bandeiras (verde, amarelo ou vermelho) indicam se, com base nas condições de geração de energia, o custo da energia para os clientes vai aumentar ou diminuir. Quando o sistema produz uma bandeira verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo na tarifa cobrada dos clientes. Se as condições são um pouco menos favoráveis, o sistema indicará uma bandeira amarela e há uma cobrança adicional, proporcional ao consumo. Se as condições forem ainda menos favoráveis, o sistema indicará uma bandeira vermelha, que tem dois níveis.

Em 2019, os encargos adicionais ficaram iguais àqueles de 2018 até julho, quando as cobranças adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustadas da seguinte forma: a bandeira amarela foi fixada em R\$ 1,50 por 100 kWh; a bandeira vermelha 1 foi fixada em R\$ 4,00 por 100 kWh e a bandeira vermelha 2 foi fixada em R\$ 6,00 por 100 kWh. Estes encargos adicionais foram de novo ajustados no dia 1 de novembro, da seguinte forma: a bandeira

amarela foi fixada em R\$ 1.343 por 100 kWh; a bandeira vermelha 1 foi fixada em R\$ 4.169 por 100 kWh; e a bandeira vermelha 2 foi fixada em R\$ 6.243 por 100 kWh. Durante 2020, devido à pandemia de Covid 19, as bandeiras tarifárias foram suspensas de junho de 2020 até novembro de 2020 (despacho Aneel nº 1.511/2020). O Despacho da Aneel nº 3.364/2020 restaurou as bandeiras tarifárias em dezembro de 2020: havia uma bandeira vermelha nível 2 em dezembro, uma bandeira amarela em janeiro e uma bandeira verde em todos os outros meses.

Em junho de 2021, os encargos adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustados da seguinte forma: a bandeira amarela foi fixada em R\$ 1.874 por 100 kWh, a bandeira vermelha 1 foi fixada em R\$ 3.971 por 100 kWh e a bandeira vermelha 2 foi definida a R\$ 9.492 por 100 kWh. Em agosto de 2021, a *Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidro energética* (CREG) criou a bandeira de escassez de água, que atingiu R\$ 14,20 por 100 kWh.

Em julho de 2022, os encargos adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustados da seguinte forma: a Bandeira Amarela foi fixada em R\$ 2,989 por 100 kWh; a Bandeira Vermelha de nível 1 foi fixada em R\$ 6,50 por 100 kWh, e a Bandeira Vermelha 2 foi definida em R\$ 9,795 por 100 kWh.

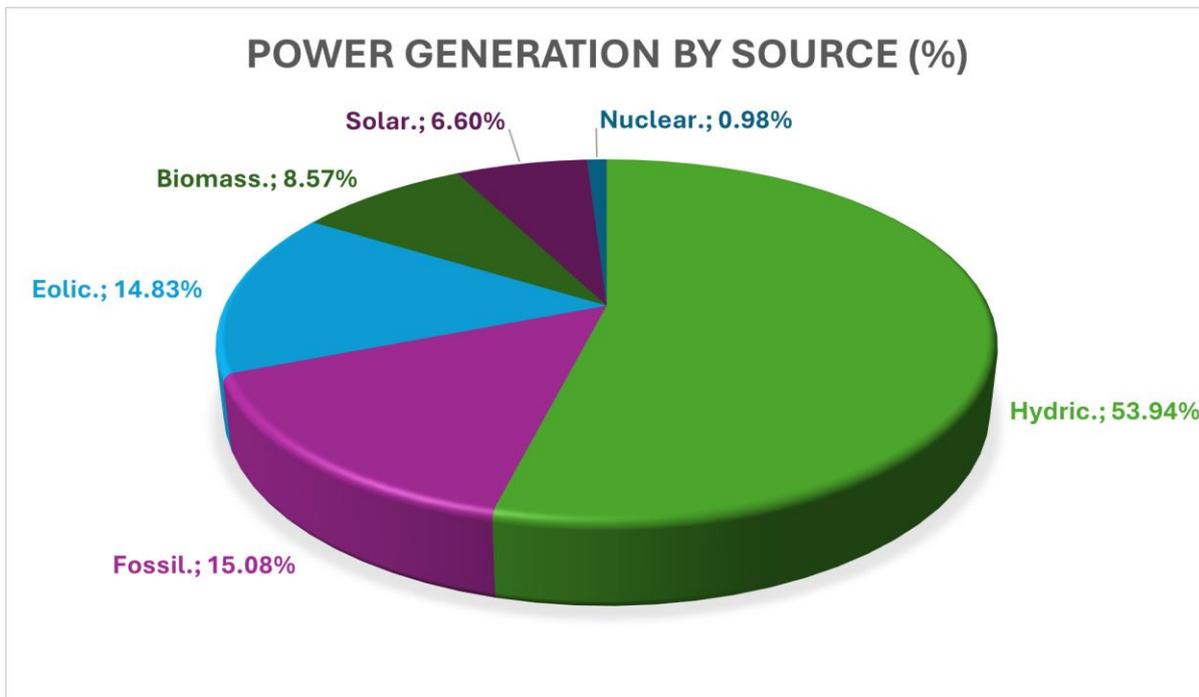
A bandeira verde vigorou durante todo o ano de 2023.

Aquisição de terras

As concessões do Governo Federal obtidas pela Cemig atribuem à concessionária a aquisição dos terrenos nos quais as usinas e subestações serão implantadas. As empresas de energia no Brasil têm que negociar com cada proprietário para obter os terrenos necessários para a implementação da entidade. No entanto, caso a concessionária não consiga obter o terreno necessário na forma amigável, tal terreno poderá ser adquirido para uso pela concessionária através de legislação específica. Nos casos de aquisição por meio de processos judiciais, as concessionárias podem ter que participar de negociações sobre o valor da compensação aos proprietários e o reassentamento das comunidades em processos judiciais. A Companhia faz todos os esforços para negociar com os proprietários e as comunidades afetadas antes de iniciar um processo jurídico.

O sistema elétrico brasileiro – visão geral operacional

A produção e transmissão de energia brasileira são realizadas através de um sistema hidrelétrico e térmico em larga escala composto predominantemente de usinas hidrelétricas, com muitos proprietários diferentes. A Rede Interligada Brasileira ('a Rede Básica') é formada por companhias das Regiões Sul, Sudeste, Centro-oeste, Nordeste e parte da Região Norte do Brasil. Um total de 1% da capacidade de geração de energia do Brasil não está conectado à Rede Básica, e existe em pequenos sistemas isolados localizados, em sua maioria, na região Amazônica. Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios. De acordo com estudos da Eletrobrás consolidados em dezembro de 2018, estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica próxima de 246.241 MW, dos quais apenas 44% foram aproveitados ou estão sendo construídos.



Fonte: Banco de Informações de Geração (SIGA ANEEL – 04/19/2024)

Em fevereiro de 2023, o Brasil possuía capacidade instalada no sistema elétrico interligado de 203,66 GW, sendo aproximadamente 53,94% proveniente de hidrelétrica, de acordo com a Matriz de Energia Elétrica disponível nos Sistemas de Informação de Geração ('SIGA'), divulgado pela Aneel. Essa capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu – que tem um total de 14.000 MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.

A Eletrobras, uma Companhia que anteriormente pertencia ao Governo Federal, opera 29% da capacidade de geração instalada do Brasil, e 49% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil. A Eletrobras tem sido historicamente responsável pela implementação de a política energética, e programas de preservação e gerenciamento ambiental. As outras linhas de transmissão de alta tensão são de propriedade de companhias de energia elétrica controladas pelo estado ou empresas de energia locais. A atividade de distribuição é conduzida por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais que foram, em sua maioria, privatizadas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Contexto histórico

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento, a exploração e comercialização de energia poderão ser realizados diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Desde 1995, o Governo Federal tomou diversas medidas para reestruturar o setor energético. De modo geral, essas medidas visavam ao aumento do papel do investimento privado e a eliminação das restrições a investimentos estrangeiros, para desta forma, ampliar a concorrência no setor energético.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- A Constituição Brasileira foi alterada por uma emenda em 1995 para autorizar investimentos estrangeiros no setor de geração de energia. Antes desta emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoas físicas brasileiras ou pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras ou pelo Governo Federal ou governos estaduais.
- O Governo Federal promulgou a Lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995 (a ‘Lei das Concessões’), e a Lei 9.074 de 7 de julho de 1995 (a ‘Lei das Concessões de Energia Elétrica’), que juntas:
 - exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;
 - gradualmente permitiram que certos clientes com demanda significativa de energia (em geral superior a 3 MW), designados Clientes Livres, adquirissem energia diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização;
 - previram a criação de companhias de geração, ou Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, toda ou em parte, a sua energia a Clientes Livres, concessionárias de distribuição e agentes que comercializam energia, dentre outros;
 - concederam aos Clientes Livres e aos fornecedores de energia pleno acesso às redes de distribuição e transmissão;
 - eliminaram a necessidade de outorga de concessão para a construção e operação de projetos de energia com capacidade de 1 MW a 30 MW, ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), que foi alterada em 28 de maio de 2009 pela Lei 11.943 e pela Lei 13.360/16, elevando o limite de 30 MW para 50MW, independentemente de ser caracterizado como uma PCH ou não.

O atual Poder Concedente, a Aneel, e o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foram criados em 1997.

Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei 9.648, ou a ‘Lei do Setor Elétrico’, para reformar a estrutura básica do setor de energia, conforme segue:

- O estabelecimento de um órgão autorregulado, responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia, o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento.
- A criação do ONS, uma entidade privada sem fins lucrativos, responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema interligado nacional.
- Estabelecimento de processos públicos de licitação de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão, além dos requisitos do processo de licitação nos termos da Lei de Concessões e da Lei de Concessões de Energia Elétrica. Em 15 de março de 2004, o Governo Federal brasileiro promulgou a Lei 10.848, (a ‘Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico’), com o objetivo de reestruturar mais profundamente o setor de energia, com o objetivo final de fornecer aos clientes segurança de abastecimento com tarifas justas. Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto nº 5.163, o qual disciplina a comercialização de energia, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Incluem-se normas relativas a procedimentos de leilão, a forma dos contratos de compra e venda de energia, e os métodos de repasse dos custos aos clientes finais.

Em 12 de setembro de 2013, o Governo Federal promulgou a Medida Provisória nº 579, convertida na Lei 12.783, referente à prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei 9.074, com o objetivo de reduzir encargos setoriais e obter tarifas mais razoáveis. Essa legislação alterou as regras aplicáveis a certas concessões e implementou novas regras no processo de licitação para concessionárias, e ajustes nas tarifas.

Em 18 de agosto de 2015, o Governo Federal editou a Medida Provisória 688, que foi convertida na Lei 13.203, de 08 de dezembro de 2015, que criou o mecanismo da renegociação voluntária de riscos hidrológicos que afetam as

empresas de geração hidrelétrica. Na mesma lei, o governo também alterou as regras do processo de licitação para concessões.

Em 22 de junho de 2016, o Governo Federal editou a Medida Provisória 735, convertida na Lei 13.360, de 17 de novembro de 2016, que, dentre outras medidas, alterou o Capítulo III da Lei 12.783, referente à licitação das concessões de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia, e serviços relacionados.

Em julho de 2017, o MME organizou dois procedimentos de consulta pública com o objetivo de reunir contribuições de agentes setoriais para melhorar o setor nacional de energia elétrica e atualizar seu quadro regulatório.

Em 9 de fevereiro de 2018, o MME submeteu à análise do Presidente do Brasil um projeto de lei, incluindo várias propostas de alterações ao regulamento do setor. Entre outras questões abordadas pelo MME na minuta do projeto, destacamos:

- *Desinvestimento de usinas hidrelétricas.* No caso de desinvestimento de usinas hidrelétricas, a nova concessão seria concedida mediante pagamento de indenização ao governo e não estaria sujeita ao regime de cotas estabelecido pela Lei 12.783/2013 (para concessões de geração renovadas nos termos da Lei 12.783/2013, a energia produzida pela usina deve ser vendida a todas as distribuidoras no Brasil de acordo com um sistema de cotas);
- *Expansão do Mercado Livre.* O requisito de consumo para a caracterização de Clientes Livres seria reduzido. Atualmente, os Clientes Livres devem ter uma carga de energia de 3MW. Entre 2020 e 2024, os critérios de carga que caracterizam o Cliente Livre passariam a variar entre 2 MW e 300kW. Até 2026, não haveria uma carga mínima de energia exigida, bastando o Cliente Livre estar conectado a uma tensão igual ou superior a 2,3kV;
- *Incentivos à energia renovável.* A proposta do MME tende a reduzir os incentivos concedidos às energias renováveis por meio de desconto nas tarifas de conexão. Esse desconto pode estar sujeito a determinadas condições;
- *Risco hidrológico.* O risco hidrológico de diferenças na produção de energia devido a um cenário hidrológico excluiria: (i) geração em desconsideração da ordem de mérito, que significa despachar energia para a rede, desconsiderando a classificação de preço ascendente para geração de energia; (ii) antecipação da entrega de energia firme ao sistema de usinas de energia específicas; e (iii) restrição ao fornecimento de energia à rede devido a atraso no sistema de transmissão.
- *Separação entre consumo de energia e energia firme.* Um cronograma para a implementação do modelo legislativo que separa os encargos pela energia firme adicionados à rede e o consumo de energia.

Além disso, está em análise no Congresso o Projeto de Lei 622/2015, que estabelece um prazo, definido em 2017, para a aplicação de descontos não inferiores a 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) para projetos que utilizam fontes alternativas de energia, como energia solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme estabelecido no Artigo 26 e nos parágrafos da Lei 9.427/1996. Em seu status atual, o projeto de lei afirma que esses descontos permanecerão válidos para concessões atuais, mesmo se estendidas, e para concessões futuras até 31 de dezembro de 2027. O projeto de lei também impõe ao Governo Federal a obrigação de criar um mecanismo de mercado para estimular os investimentos em fontes de energia de baixo carbono, com implementação prevista para 1º de janeiro de 2027. Atualmente, o Projeto de Lei 622/2015 encontra-se na Comissão de Serviços de Infraestrutura, aguardando a nomeação de um relator.

A Lei 14.052/2020 e Resolução 895/2020 propuseram o reembolso de agentes concessionários de usinas hidrelétricas no MRE para os seguintes efeitos: (i) geração em desconsideração da ordem de mérito, que significa despachar energia para a rede desconsiderando a classificação de preço ascendente para geração de energia, (ii) antecipação da entrega de energia firme ao sistema de usinas de energia relevantes, e (iii) restrição ao fornecimento de energia à rede devido a atraso no sistema de transmissão. Esses efeitos serão calculados retroativamente de 2012 a 2020, atualizados e remunerados à alíquota Aneel de 9,63%. O valor será pago por meio da extensão da concessão das usinas elétricas. Com esse novo acordo, as liminares deverão ser retiradas e os déficits de mercado liquidados. Desta forma, é de esperar que a liquidez do mercado no curto prazo, e a inadimplência na CCEE, retornem aos seus níveis históricos.

Racionamento e Aumentos Extraordinários de Tarifas

Conflitos de interesse entre a Cemig e outros usuários de água

A operação de reservatórios de geração de energia pela Cemig exige que ela avalie os múltiplos usos da água por parte de outros usuários da bacia hidrográfica em questão, o que requer que se considere diversos fatores, incluindo os ambientais, a irrigação, os cursos d'água e pontes. Em períodos de seca severa, como a do início de 2013, a Cemig esteve ativamente envolvida no monitoramento e na elaboração de projeções dos níveis de reservatórios e na manutenção de um diálogo com as autoridades do poder público, com a sociedade civil e com os usuários. Embora a Cemig engaje com outros usuários essenciais e leve em conta os interesses da sociedade no que se refere ao seu uso da água, os interesses que competem entre si no tocante à utilização da água poderiam, dentro de certos limites mínimos estabelecidos pela legislação, afetar o uso da água em nossas operações, que por sua vez, poderia afetar o nosso resultado operacional ou as nossas condições financeiras. Potenciais conflitos entre a Cemig e outros usuários são monitorados através da participação ativa da Companhia em Comitês de Bacias Hidrográficas, bem como nos Conselhos Técnicos relacionados, e nos Grupos de Trabalho, nos quais usuários de água, a sociedade civil organizada e as autoridades do poder público são representadas. A Cemig participa de 5 Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle federal e de 20 Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle estatal local. A Cemig também monitora as notícias publicadas em vários veículos da mídia, recebe comentários e reclamações durante os períodos de enchentes e de secas, e atua, além disto, no sentido de resolver eventuais conflitos com as comunidades que vivem nas bacias hidrográficas onde ela possui usinas hidrelétricas.

Para os novos projetos, a Cemig elabora um estudo de impacto socioambiental e realiza audiências públicas com todas as partes interessadas, nas quais são analisadas sugestões para a avaliação de eventuais conflitos em potencial. Quando o projeto atinge a fase operacional, é preparado um Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatório Artificial, com a participação dos grupos de interesse. Esse plano é pensado de forma a conduzir as atividades de conservação, recuperação, uso e proteção ambiental do reservatório e da área do seu entorno de maneira equilibrada, em conformidade com a legislação aplicável, as necessidades do projeto e as demandas da sociedade.

A Cemig realiza, além disto, um programa denominado *Proximidade*, que coordena as atividades que visam a melhora do relacionamento com as comunidades afetadas. Através desse programa, a Cemig organiza reuniões públicas a respeito de assuntos tais como: a operação e os procedimentos de segurança das suas usinas hidrelétricas; condições climáticas; e aspectos ambientais. A Cemig também proporciona ao público oportunidades de visitas guiadas. Através do programa '*Proximidade*', a Cemig também recebe comentários e reclamações da população afetada e estabelece parcerias com lideranças da comunidade local, entidades públicas, a mídia local e outros atores responsáveis pela segurança e por enchentes, incluindo associações de Defesa Civil, Brigadas de Incêndio e a Polícia Militar.

E por fim, a Cemig emprega um sistema de gerenciamento de risco para analisar os cenários e estimar o grau de exposição financeira a riscos, considerando a probabilidade de cada evento e o seu impacto. Nos cenários relacionados com potenciais conflitos com outros usuários, a Cemig avalia, também, os efeitos decorrentes de secas prolongadas, que pode conduzir a um aumento na competição por água entre o setor energético e outros usuários, bem como os riscos decorrentes de consequências de inundações resultantes do excesso de chuva.

Concessões

Conduzimos a maior parte de nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia por meio de contratos de concessão celebrados com o Governo Federal Brasileiro. A Constituição Brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos sejam sujeitas a licitações. Em 1995, num esforço para implementar essas disposições da Constituição, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, conhecidos coletivamente como Lei de Concessões, que regem os procedimentos de licitação no setor de energia.

Transmissão:

Em 4 de dezembro de 2012, a CEMIG assinou o segundo aditivo ao contrato de transmissão 006/97, que prorrogou as concessões desse contrato por 30 anos, conforme PA 579, a partir de 1º de janeiro de 2013. Isso resultou em um reajuste na RAP destas concessões, reduzindo as receitas provenientes dessas concessões. O Governo Federal

brasileiro nos compensou parcialmente pela redução da RAP e, por meio da Portaria nº 120/2016, o Ministério de Minas e Energia definiu que os valores referentes a ativos em operação comercial anteriores a 2000 que ainda não haviam sido compensados, passaria a compor a Base de Remuneração Regulatória - BRR das concessionárias de transmissão de energia elétrica e seria calculada uma receita relativa à sua remuneração. A partir de julho de 2017, as transmissoras passaram a receber receitas desses ativos até que esses ativos sejam efetivamente amortizados.

Contratos de geração:

Nos anos de 2014 e 2015, o Brasil sofreu uma grave seca que culminou em novas alterações ao marco regulatório, estabelecido pela Medida Provisória nº 688/15, posteriormente, convertida na Lei 13.203/15. Esta lei, entre outras medidas, alterou significativamente a Lei 12.783/13, criando um mecanismo de repactuação voluntária de riscos hidrológicos, uma vez que afeta as empresas hidrelétricas, e alterando as regras de licitações para determinadas concessões de geração hidrelétrica. Posteriormente, em 2016, outras modificações foram introduzidas ao setor pela Medida Provisória nº 735/2016, convertida na Lei 13.360/2016, que, dentre outras medidas, alteraram o Capítulo III da Lei 12.783/13, referente à licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia.

Diante da publicação do Edital para o Leilão de Geração nº 12/15 em 7 de outubro de 2015, já contemplando o novo contexto regulatório para renovação de concessões de usinas existentes, estipulado na Lei 13.203/15, o Conselho de Administração da Companhia autorizou sua participação, e a Cemig GT logrou êxito no leilão, realizado na BM&F Bovespa em 25 de novembro de 2015. A Cemig arrematou o Lote 'D', composto das concessões para 18 usinas hidrelétricas: *Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Cajuru, Gafanhoto, Martins, Marmelos, Joasal, Paciência, Piau, Coronel Domiciano, Tronqueiras, Peti, Dona Rita, Sinceridade, Neblina e Ervália*. A capacidade total instalada nessas usinas é de 699,5 MW, e sua energia assegurada é de 420,2 MW médios.

Esses contratos de concessão têm prazo de 30 anos, iniciando em janeiro de 2016 e vencendo em janeiro de 2046, e durante o primeiro semestre de 2016 foram cedidos pela Cemig GT às sete subsidiárias integrais criadas para operação comercial (Cemig Geração Camargos, Cemig Geração Itutinga, Cemig Geração Três Marias, Cemig Geração Volta Grande, Cemig Geração Leste, Cemig Geração Oeste e Cemig Geração Sul).

Em 09 de setembro de 2020 foi promulgada a Lei 14.052, que alterou a Lei 13.203/2015, estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) entre 2012 e 2017, quando houve uma crise hídrica.

O objetivo dessa nova lei é indenizar os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por:

- (i) Empreendimentos de geração classificados como estruturais, relativos à antecipação da garantia física das usinas;
- (ii) As restrições ao início da operação de instalações de transmissão necessárias ao escoamento da energia gerada por empreendimentos estruturais; e
- (iii) Geração fora da ordem de mérito, e importação.

Essa compensação assumirá a forma de prorrogação da outorga da concessão ou autorização para funcionamento, limitada a 7 anos, baseada nos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 1º de dezembro de 2020, a Aneel publicou a Resolução Normativa 895, que estabeleceu a metodologia de cálculo da compensação e os procedimentos para repactuação do risco hidrológico. Para ter direito às indenizações previstas na Lei 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE devem:

- (i) Cessar as ações judiciais que pleiteiam isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionados ao MRE;
- (ii) Renunciar a quaisquer reclamações e/ou ações judiciais adicionais referentes a isenções ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE; e
- (iii) Não ter renegociado o risco hidrológico nos termos da Lei 13.203/2015.

Em 2 de março de 2021 a CCEE encaminhou à Aneel os cálculos das prorrogações das concessões no Mercado Livre (ACL) que optaram por aceitar as condições propostas pela Resolução Normativa Aneel 895/2020 e pela Lei 14.052/2020. A administração da Companhia aguarda a homologação e publicação pela Aneel das prorrogações das outorgas de concessão, para posterior envio aos órgãos de governança da Companhia para aprovação. Assim, nenhum impacto relativo a este assunto foi reconhecido nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2020.

Com base nas Resoluções 2.919/2021 and 2.932/2021 emitidas pela Aneel, foram outorgados às usinas da Companhia as seguintes extensões dos prazos das suas concessões:

Usina	Capacidade (MW)	Extensão de concessão (dias)	Novo término da concessão
Emborcação	1.192	672	26/05/2027
Nova Ponte	510	750	12/08/2027
Irapé	399	934	19/09/2037
Três Marias	396	2.555	03/01/2053
Salto Grande	102	2.555	03/01/2053
Sá Carvalho	78	635	28/08/2026
Rosal	55	1.314	13/12/2035
Outras (1)	353	-	-

(1) Inclui 20 usinas, das quais 3 são de propriedade da CEMIG GT, 1 é de propriedade da CEMIG PCH, 3 são de propriedade da Horizontes e as demais pertencem a afiliadas da CEMIG. A prorrogação média da concessão em dias varia entre 252 e 2.555 dias.

Com a aprovação da Lei nº 14.120/2021, a Resolução nº 2.919/2021 também assegurou o direito de reembolso para as usinas de geração do lote D. Sua extensão de concessão atingiu o máximo permitido (sete anos/2.555 dias).

Contratos de distribuição:

Com relação à prorrogação da concessão de distribuição de energia elétrica, a Cemig D, conforme disposto na Lei 12.783/2013, o Decreto 7.805/2012 e Decreto 8.461/2015, indicou o aceite pela prorrogação dos seus contratos de concessão, vindo a assinar, em dezembro de 2015, o Quinto Termo Aditivo aos Contratos de Concessão. Esta emenda garante a prorrogação das concessões citadas acima por mais 30 anos, a partir de 1º de janeiro de 2016 até 2 de janeiro de 2046. A nova emenda também exige que a Cemig atenda a regras mais rigorosas em relação à qualidade do serviço, e à sustentabilidade econômica e financeira da Cemig, que devem ser atendidas durante todos os 30 anos da concessão.

Essa conformidade será avaliada anualmente pela Aneel e, em caso de descumprimento, a concessionária poderá ser obrigada a efetuar o aporte de capital por parte de seus acionistas controladores. O descumprimento de uma meta por dois anos seguidos, ou em quaisquer cinco anos não consecutivos, resultará na extinção da concessão.

Encargos regulatórios

A Reserva Geral de Reversão e o Fundo de Uso de Bem Público – RGR e UBP

Em certas circunstâncias, as companhias de energia são indenizadas por bens utilizados na concessão se essa for revogada ou não for renovada. Em 1971, o Congresso Nacional criou a *Reserva Global de Reversão* (RGR), destinada a prover recursos para esta indenização. Em fevereiro de 1999, a Aneel revisou a imposição de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras, transmissoras e certas geradoras que operam sob regime de serviço público efetuem contribuições mensais à RGR a uma taxa anual correspondente a 2,5% dos ativos imobilizados da companhia em operação, mas nunca superior a 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer ano. Recentemente, a RGR foi utilizada, principalmente, para financiar projetos de geração e distribuição.

O Governo Federal impôs taxa às produtoras independentes de energia (PIEs) que fazem uso de recursos hidrológicos, ressalvadas as PCH e as geradoras sob regime de serviços públicos, similar à taxa cobrada de companhias do setor público no que tange à RGR. Os PIE são obrigados a efetuar contribuições ao *Fundo de Uso de Bem Público* (UBP) de acordo com as normas de cada licitação pública para a outorga de concessões. Até 31 de dezembro de 2002, a Eletrobras recebeu os pagamentos do UBP. Desde então os pagamentos ao Fundo UBP são efetuados diretamente ao Governo Federal.

Desde janeiro de 2013, a Reserva Global de Reversão não é cobrada: (i) de distribuidoras; (ii) de serviços de transmissão ou geração cujas concessões tenham sido prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013; e (iii) de serviços de transmissão cujo processo de licitação tenha sido iniciado a partir de 12 de setembro de 2012.

A Conta de Consumo de Combustível – CCC

A Conta de Consumo de Combustível (CCC) foi criada em 1973 a fim de gerar reservas financeiras para cobrir os altos custos associados ao uso de usinas termelétricas, especialmente na Região Norte do Brasil, por conta dos custos operacionais mais altos das usinas termelétricas em relação às usinas hidrelétricas. Todas as empresas de energia foram obrigadas a contribuir anualmente para a CCC. As contribuições anuais foram calculadas com base em estimativas do custo do combustível que seria necessário para operar as usinas termelétricas no ano seguinte. A CCC foi então usada para reembolsar os geradores que operam as usinas termelétricas por uma parte substancial dos seus custos de combustível. A partir de 2013, as despesas da CCC são incluídas no orçamento anual da CDE. O CCC foi gerenciado pela Eletrobras e, a partir de maio de 2017, vem sendo administrado pela CCEE em conformidade com a Lei 13.360/16.

A Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos

Com exceção das Pequenas Centrais Hidrelétricas, todas as usinas hidrelétricas no Brasil devem pagar taxas aos estados e municípios brasileiros em função do uso de recursos hídricos. Esses valores são calculados com base no volume de energia gerado por cada usina e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou o reservatório da usina estiver localizado.

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

O Governo Federal criou a CDE em 2002, para estar em vigor por 25 anos, subsidiada por: (i) pagamentos anuais efetuados pelas concessionárias pelo uso de bens públicos; (ii) penalidades e multas impostas pela Aneel; e (iii) desde 2003, taxas anuais a serem pagas por agentes que fornecem energia a clientes finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas pelo uso do sistema de transmissão e distribuição. Os montantes são ajustados anualmente. A CDE foi criada para apoiar: (1) o desenvolvimento da produção em todo o país; (2) a produção de energia por meio de fontes alternativas; e (3) a universalização dos serviços de energia em todo o Brasil. Com a promulgação da Lei 12.783/2013 estes recursos também foram utilizados para ajudar a diminuir as tarifas de energia. O CDE é gerenciado pela CCEE.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a omissão em efetuar contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, ou à CCC, ou a omissão em efetuar qualquer pagamento devido em virtude da compra de energia no Ambiente Regulado impedirá a parte inadimplente de receber reajuste tarifário (exceto em caso de uma revisão extraordinária) ou de receber recursos decorrentes da RGR ou da CDE.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia é uma taxa anual cobrada pela Aneel para cobrir as suas despesas administrativas e operacionais. O cálculo é efetuado em conformidade com o *Procedimento de Regulação Tarifária*, ou 'Proret' – (Subseção 5.5: *Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica*) com base no tipo de serviço prestado (incluindo produção independente), e é proporcional ao tamanho da concessão, permissão ou autorização. A TFSEE está limitada a 0,4% do benefício econômico anual, considerando a capacidade instalada, auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada, devendo ser paga diretamente à Aneel em 12 parcelas mensais.

Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (Mecanismo de Realocação de Energia, ou 'MRE') tenta mitigar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, determinando que todos os geradores de energia hidrelétrica compartilhem os riscos hidrológicos dentro da rede brasileira. Pela legislação brasileira, a receita das vendas dos

geradores não depende da quantidade de energia que de fato geram, mas da ‘Energia Garantida’ ou ‘Energia Assegurada’ de cada usina, indicada em cada contrato de concessão.

Eventuais desequilíbrios entre a energia gerada e a Energia Assegurada são cobertos pelo MRE. Ou seja, o MRE realoca a energia, transferindo um excedente de quem gerou mais que sua Energia Assegurada para quem gerou menos que sua Energia Assegurada. O volume de energia gerado pela usina, maior ou menor que a Energia Assegurada, é precificado de acordo com uma “Taxa de Otimização Energética”, que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Essa receita ou despesa adicional é contabilizada mensalmente por cada gerador.

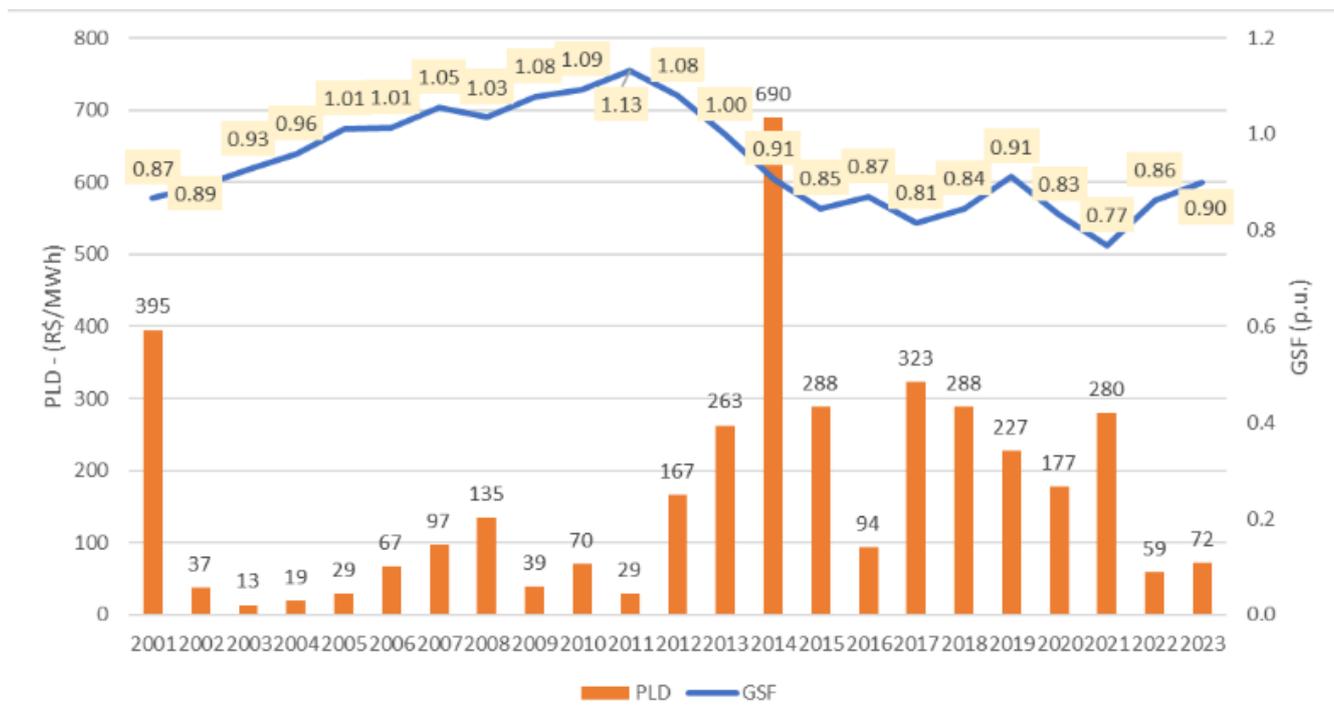
O MRE é eficiente na mitigação dos riscos de usinas individuais que apresentam condições hidrológicas adversas em uma bacia hidrográfica, mas falha na mitigação desse risco quando os baixos níveis hidrológicos afetam toda a rede, ou grandes regiões dela. Em condições extremas, mesmo com o MRE, a geração agregada de todo o sistema não atingirá os níveis da Energia Assegurada total, e os geradores hidrológicos poderão ficar expostos ao mercado spot. Nestas condições, a escassez de recursos hídricos será compensada por uma maior utilização da geração térmica e os preços spot serão mais elevados.

Em 2014, o Brasil esteve sujeito a condições hidrológicas muito adversas, que resultaram em menor nível de geração hidrelétrica, e na plena utilização das usinas termelétricas do sistema, conforme observado acima. Isso fez com que as usinas do MRE gerassem em níveis inferiores aos seus níveis de garantia física, causando exposição das geradoras ao mercado de curto prazo. A proporção da exposição é calculada pela razão entre a energia gerada por todas as usinas do MRE e o total de todas as garantias físicas. Essa relação é chamada de Generation Scaling Factor (‘GSF’). Em 2014, o GSF foi de 0,91, o que indica que as geradoras tiveram sua garantia física reduzida em 9% naquele ano. Em 2015, esta exposição continuou a ocorrer, apesar de uma hidrologia um pouco melhor, mas com a continuidade do despacho térmico e menor consumo de energia o GSF fechou o ano em 0,84.

Durante 2015, os baixos valores dos GSF, juntamente com os elevados preços spot, deixaram novamente os produtores de geração hidrelétrica com elevada exposição financeira. Assim, a partir de março de 2015, as geradoras começaram a obter liminares judiciais para evitar tal exposição. Tais liminares alegavam que a metodologia de cálculo do GSF estava incorreta e causava exposição indevida aos produtores. De março a setembro, houve um aumento exponencial no número de liminares emitidas, o que levou à paralisação do mercado. Para atender a essa condição, o Governo Federal brasileiro propôs (por meio da Medida Provisória 688) a renegociação do risco hidrológico, permitindo que geradores com contratos no Mercado Livre transferissem a exposição aos clientes em troca do pagamento de um prêmio de risco a ser depositado em a chamada conta de depósito de faixas tarifárias (os adicionais de faixas tarifárias são depositados nessa conta e repassados às concessionárias de distribuição) e seriam indenizados pelos prejuízos sofridos em 2015 por meio, entre outras medidas, da prorrogação de suas outorgas de geração de energia (concessões ou autorizações, conforme o caso) por até 15 anos. Ou seja, as hidrelétricas recuperariam os custos incorridos com os déficits do GSF retroativamente a janeiro de 2015, e tal recuperação formaria um “ativo regulatório”, que seria amortizado ao longo do prazo da concessão/autorização. Se o período restante de concessão/autorização for insuficiente (ou seja, não for longo o suficiente para amortizar o ativo regulatório), as geradoras terão uma prorrogação da concessão/autorização (limitada a 15 anos). Para poder utilizar o mecanismo, as empresas devem renunciar a todas as reclamações apresentadas e a todas as liminares obtidas, bem como renunciar a quaisquer direitos adicionais que teriam em relação a qualquer ação legal. Esse mecanismo permitiu que usinas com contratos firmados no mercado regulado e no mercado livre pudessem renegociá-los. No entanto, o sistema e o mecanismo de renegociação são diferentes nos dois mercados. Em ambos, esse mecanismo funciona como um hedge, no qual os geradores arcam com o alto custo da reserva de energia, e recebem o valor estipulado pelo preço do mercado spot para sua geração.

No Mercado Livre, o sistema não tinha os mesmos níveis de aceitação presentes no mercado regulado, pois o valor do prêmio de risco era muito elevado e, para proteger sua exposição ao GSF, as geradoras teriam que adquirir contratos de energia de reserva. Por esses motivos e considerando que existem alternativas disponíveis no mercado livre para mitigar os riscos hidrológicos, as geradoras consideraram a negociação voluntária ineficiente. Conseqüentemente, a aceitação do mecanismo pelo mercado regulamentado foi de 90%. No entanto, não foi aceito pelo mercado livre.

Em 2023, o GSF médio ficou em 0,90 ainda impactado por uma condição hidrológica abaixo da média histórica e níveis mais baixos dos reservatórios. O gráfico abaixo apresenta o preço médio e o GSF dos períodos apresentados:



PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A Aneel supervisiona as regulamentações tarifárias que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas: (i) TUSD; e (ii) TUST. Além disso, as distribuidoras dos componentes Sul, Sudeste e Centro-Oeste do sistema interligado pagam encargos específicos pela transmissão da energia gerada pela usina hidrelétrica de *Itaipu*. Todas essas tarifas e cobranças são estabelecidas pela Aneel. Segue abaixo explicação mais detalhada de cada tarifa ou taxa:

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

A TUSD é paga a uma empresa distribuidora por companhias de geração, outras distribuidoras, e clientes, pelo uso do sistema de distribuição a que estão conectados. É ajustada anualmente de acordo com (i) um índice de inflação, (ii) a variação dos custos de transmissão de energia, e (iii) os custos com encargos regulatórios. Este ajuste é repassado anualmente para os clientes da rede de distribuição por meio dos Reajustes Tarifários Anuais ou das Revisões Periódicas.

Artigo 26 (e seus parágrafos) da Lei 9.427/96 define a aplicação de descontos não inferiores a 50% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD e TUST) para projetos que utilizam fontes alternativas de energia, como solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada.

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

A TUST é paga pelas companhias de geração, distribuição, e Clientes Livres pelo uso da rede básica de transmissão a que estão ligados. É reajustada anualmente de acordo com um índice de inflação e levando em conta qualquer ajuste na receita anual das companhias de transmissão. De acordo com os critérios estabelecidos pela Aneel, aos proprietários de diferentes trechos da rede de transmissão foi requerida a transferência da coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários da rede de transmissão. Empresas de geração e distribuição, e Clientes Livres, também pagam uma taxa por conexões de transmissão exclusivas para

algumas empresas de transmissão. O poder concedente define a taxa para um período de 12 meses, que é paga mensalmente por meio da emissão de faturas.

Conforme mencionado acima, essa tarifa pode sofrer alterações com relação à aplicação de descontos para geradoras que utilizam as fontes de energia de baixo carbono definidas no Artigo 26, e seus parágrafos, da Lei 9.427/1996.

Tarifas de distribuição

As tarifas de distribuição estão sujeitas à revisão da Aneel, que tem poderes para reajustar e revisar as tarifas em resposta a alterações dos custos de aquisição de energia, de pagamento de encargos ou pagamentos relacionados à transmissão, dentre outros relacionados às condições de mercado. A Aneel divide os custos de todas as empresas de distribuição em: (1) custos que estão fora do controle do distribuidor, conhecidos como custos da 'Parcela A'; e (2) custos que estão sob o controle do distribuidor, ou custos da 'Parcela B'. O reajuste tarifário é baseado em uma fórmula que leva em conta a divisão de custos entre as duas categorias.

Os custos da Parcela A incluem, dentre outros, os seguintes:

- Encargos Regulatórios (CDE, TFSEE e Proinfa);
- Os custos com compra de energia para revenda (CCEARs, energia de Itaipu e contratos bilaterais); e
- Taxas de Transmissão (Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, transporte de energia de Itaipu, uso das instalações para conexão com outras transmissoras, uso das instalações de outras distribuidoras, e o ONS).

Os custos da Parcela B são aqueles que estão sob nosso controle, e incluem:

- Rentabilidade de investimentos;
- Impostos e demais contribuições;
- Inadimplência regulatória;
- Custos de depreciação; e
- Custos operacionais do sistema de distribuição.

De modo geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos clientes. Os custos da Parcela B, no entanto, são ajustados pela inflação de acordo com o índice de inflação IPCA ajustado pelo Fator X. As empresas de distribuição de energia, de acordo com seus contratos de concessão, também têm direito a revisões periódicas. Estas revisões visam principalmente: (1) assegurar receitas necessárias para cobrir os custos da Parcela B para operação eficiente, e a remuneração adequada dos investimentos considerados essenciais aos serviços dentro do escopo de cada concessão da companhia; e (2) determinar o fator X.

O fator X é utilizado para reajustar a proporção da alteração do IPCA, utilizado nos reajustes anuais e para compartilhar os ganhos de produtividade da companhia com os clientes finais.

Além disso, as concessionárias de distribuição têm direito a revisão extraordinária de tarifas, determinada caso a caso, para assegurar seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos cujos estrutura de custos é alterada de maneira significativa.

Item 4A. Comentários não resolvidos da equipe

Não aplicável

Item 5. Análise e perspectivas operacionais e financeiras

A seguinte discussão e análise da condição financeira da Companhia e dos resultados das operações deve ser lida em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e as notas relacionadas a partir de 31, 2023 e 2022 de dezembro e para os anos de 2023, 2022 e 2021, constantes de outros pontos do presente relatório anual. Veja o Item 18. Demonstrações Financeiras. Esta discussão pretende fornecer ao leitor informações que ajudarão a compreender as demonstrações financeiras da Companhia, as mudanças em determinados itens-chave nessas demonstrações financeiras de período para período e os principais fatores que foram responsáveis por essas mudanças. Também discute certas métricas de desempenho que a Administração da Companhia usa para avaliar o desempenho da empresa. Além disso, a discussão nesta seção fornece informações sobre os resultados financeiros de cada segmento de negócio da Companhia, a fim de proporcionar uma melhor compreensão de como cada um desses segmentos e seus resultados de operações afetam a posição financeira e os resultados das operações da Companhia como um todo. Esta discussão pode conter declarações prospectivas baseadas nas expectativas atuais que envolvem riscos e incertezas. Os resultados reais da Companhia podem diferir materialmente dos previstos nessas declarações prospectivas em decorrência de vários fatores, inclusive os estabelecidos no Item 3. Informações Relevantes ou em outras partes deste relatório anual.

As informações financeiras discutidas abaixo foram derivadas das demonstrações financeiras consolidadas que foram preparadas e apresentadas de acordo com as IFRS emitidas pelo IASB.

Bases de preparação

Declaração de conformidade

Em 30 de abril de 2024, o Comitê de Auditoria da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2023 e 2022 e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021.

Segmentos operacionais

Os segmentos operacionais da Companhia refletem a sua gestão e a sua estrutura organizacional, utilizadas para monitorar os resultados. A Companhia também atua no mercado de gás através de sua controlada Gasmig, e em outros negócios de menor impacto no resultado de suas operações.

A informação sobre segmentos é divulgada individualmente nos seguintes 6 segmentos:

Geração: Compreende a produção de energia a partir de centrais hidroelétricas e eólicas.

Transmissão: Compreende a construção, operação e manutenção de linhas de transmissão e subestações.

Comercialização: Compreende a comercialização de energia e a prestação de serviços relacionados. No terceiro trimestre de 2021, a Companhia iniciou o processo de segregação do negócio de comercialização, com transferência parcial das operações neste segmento da Cemig GT para a Companhia. Não houve mudança na estratégia corporativa da Companhia de servir o mercado com o objetivo de fornecer energia aos seus clientes.

Distribuição: Inclui a prestação de serviços de distribuição de energia, incluindo a exploração e manutenção da infraestrutura e dos serviços relacionados.

Gás: Compreende a exploração industrial, institucional e residencial dos serviços de distribuição e comercialização de gás canalizado no Estado de Minas Gerais.

Participações: Compreende a gestão das participações acionárias detidas em empresas onde a Companhia não tem controle acionário, em consonância com as estratégias de negócio da Companhia. Os resultados das subsidiárias Gasmig e Cemig Sim também estão incluídos neste segmento, uma vez que a sua gestão está ligada à unidade de gestão CemigPar.

A transferência de energia da atividade de geração para a atividade comercial compreende uma transação entre segmentos, uma vez que consiste em obter receitas da venda de energia gerada, e os custos de compra de energia a

ser negociada – são medidos a preços de venda estimados de acordo com critérios baseados no modelo da Companhia para a gestão destes negócios, utilizando os preços de mercado como referência.

A. Resultados operacionais

Principais fatores que afetam nosso desempenho financeiro

Análise de vendas de energia

As tarifas praticadas no setor energético no Brasil, relacionadas às vendas das companhias de distribuição de energia para clientes regulados, são estabelecidas pela Aneel, a qual tem a autoridade para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições aplicáveis dos contratos de concessão. Veja Item 4: O setor energético brasileiro – Tarifas.

Cobramos dos clientes regulados seu consumo efetivo de energia em cada período de faturamento de 30 dias, a tarifas especificadas. Certos clientes industriais de grande porte são cobrados de acordo com a capacidade de energia que disponibilizamos contratualmente, sendo as tarifas ajustadas de acordo com o consumo durante períodos de pico de demanda, bem como com as necessidades de capacidade que ultrapassarem o volume contratado.

Em geral, as tarifas da energia que compramos são determinadas com referência à capacidade contratada, e aos volumes efetivamente usados.

A tabela a seguir apresenta os componentes tarifa média (em Reais por MWh), e volumes vendidos (em GWh) de vendas de energia nos períodos indicados. O termo ‘tarifa média’ se refere a receita total da categoria de cliente, dividida pelos MWh utilizados por essa categoria, e não reflete necessariamente tarifas e uso efetivos por parte de uma categoria específica de consumidor final durante qualquer período em particular.

Ano encerrado em 31 de dezembro de	2023	2022	2021
Vendas de energia:			
Tarifas médias a clientes finais (R\$ /MWh)			
Tarifa industrial	892,66	903,10	994,43
Tarifa residencial	326,35	329,10	322,41
Tarifa comercial	666,81	687,17	662,38
Tarifa rural	730,66	662,79	645,45
Tarifa de serviços públicos e outros	663,40	613,96	646,24
Total de vendas a clientes finais (GWh)			
Clientes Industriais	12.092	11.217	11.186
Clientes residenciais	18.088	18.204	16.361
Clientes comerciais	9.469	8.957	8.334
Clientes rurais	3.063	3.093	3.975
Serviços públicos e outros clientes	3.057	3.394	3.373
Tarifa média (R\$ /MWh)	595.97	587.65	616.83
Receita total (milhões de R\$)	27.277	26.365	26.665
Vendas a concessionárias:			
Volume (GWh)	17.328	16.777	10.825
Tarifa média (R\$ /MWh)	241.40	232.10	279.35
Receita total (milhões de R\$)	4.183	3.894	3.023

Tarifas de distribuição

A revisão tarifária periódica da Cemig D ocorre a cada cinco anos, e tem o objetivo de reavaliar os custos administráveis da companhia, que incluem primordialmente os custos operacionais e os custos de remuneração e depreciação desses ativos. Na revisão, o Poder concedente aplica a metodologia de definição de custos operacionais eficientes, e avalia os investimentos incrementais realizados na base de ativos desde a última revisão, bem como as baixas e a depreciação dos ativos existentes, compondo uma nova base de remuneração.

Em 23 de maio de 2023, a ANEEL aprovou a revisão tarifária com a inserção da reversão de R\$ 1.267 milhões, para os consumidores da área de concessão da CEMIG, referente ao componente financeiro de reembolso do Pasep/Cofins, reduzindo o efeito médio do reajuste tarifário 2023 da CEMIG D para 13,27%. Essa alíquota entrou em vigor a partir de 28 de maio de 2023 e permanecerá a mesma até 27 de maio de 2024. Tal atualização teve os seguintes componentes: (i) aumento de 10,10% devido à retirada de componentes financeiros do processo anterior; (ii) redução de 2,58% devido ao efeito dos componentes financeiros do processo atual; e (iii) aumento de 5,75% relativo ao índice de reajuste tarifário.

Os reajustes tarifários médios anuais da CEMIG D em 2023, 2022 e 2021, e as revisões dos seus respectivos componentes foram os seguintes:

	2023	2022	2021
Efeito médio a ser percebido pelos consumidores	13,27%	8,80%	1,28%
Componentes			
Efeito da retirada de componentes financeiros do processo anterior	10,10%	9,45%	(1,41)%
Efeito dos componentes financeiros do processo em curso	(2,58)%	(9,32)%	(8,80)%
Índice de ajuste tarifário	5,75%	8,67%	11,48%

Tarifas de transmissão

Em janeiro de 2013, nossa concessão de transmissão foi renovada por mais 30 anos, de acordo com as regras definidas na Lei 12.783/2013. Naquela época, houve uma Revisão Extraordinária e a receita de transmissão foi reduzida ao valor estritamente necessário para cobrir os custos de operação e manutenção, fazendo parte dos ativos não reversíveis indenizados.

Em 2017, o custo de capital dos ativos reversíveis ainda não amortizados no momento da renovação da transmissão passou a fazer parte da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão cobertas pela Lei 12.783/2013, conforme regras definidas na Portaria MME 120/2016. Essa receita consiste em dois componentes. Um refere-se ao componente financeiro, que corresponde ao custo de capital dos ativos não indenizados para o período de janeiro de 2013 a junho de 2017. Durante esse período, a empresa de transmissão permaneceu sem receita para os ativos disponibilizados que ainda não haviam sido indenizados. O segundo componente, chamado de componente econômico, se refere ao custo de capital a ser pago até o final da vida útil do ativo.

De acordo com a Nota Técnica 183/2017, anexa à Resolução Homologatória 2.258/2017, que ratificou o cálculo do RAP para o ciclo 2017–2018, o valor total do custo de capital dos ativos não indenizados por esse ciclo é de R\$ 370,8 milhões.

Com relação aos processos de reajuste, o contrato de concessão de transmissão prevê uma revisão a cada cinco anos. A primeira revisão após a renovação da concessão era para acontecer em julho de 2018. No entanto, ocorreu apenas em 2020, com efeito retroativo a partir de julho de 2018. A metodologia para essa revisão foi aprovada pela Resolução Normativa 816/2018, que inclui um novo critério para avaliação da base de ativos, e captura de outras receitas para moderação tarifária.

Em 2023 deveria ter ocorrido a segunda revisão, porém esse processo foi adiado pela ANEEL para 2024, conforme Despacho 402/2023. A metodologia para esta revisão está sendo proposta pela ANEEL por meio da Consulta Pública 31/2023, que ainda está em andamento.

Assim, para 2023, ocorreu o processo ordinário de Reajuste Anual da RAP. O total das RAPs da CEMIG GT para o ciclo 2023–2024 – para os Contratos de Concessão 06/1997, 079/2000, 04/2005 e 06/2011 – foi de R\$ 1.167 milhões. Além dos valores das RAPs, foram homologados Componentes de Ajuste (Parcelas de Ajuste, ou ‘Pas’) no valor de -R\$ 24 milhões para essas concessões. No ciclo anterior, as RAPs desses contratos de concessão totalizaram R\$ 912 milhões, e o PA foi equivalente a R\$ 14 milhões. O valor superior da RAP em 2023-2024 reflete o reperfilamento da Componente Financeira do Custo Anual dos Ativos no âmbito da Rede Nacional do Contrato de Concessão 06/1997.

No ciclo 2023-2024, a receita anual permitida do Contrato de Concessão 06/1997 foi equivalente a R\$ 1.085 milhões, ante R\$ 826 milhões relativos ao ciclo anterior, um aumento de R\$ 259 milhões. O reperfilamento do Componente Financeiro resultou em aumento de receita de R\$ 189 milhões. O Componente Financeiro para o ciclo 2022–2023 foi de R\$ 157 milhões e foi aumentado para R\$ 346 milhões no ciclo 2023–2024. O índice de inflação IPCA aplicado no reajuste da RAP foi equivalente a 3,94%. Houve aumento na RAP da Rede Nacional, devido a novas obras entrando no total durante 2022-2023 um aumento de R\$ 51 milhões. O valor do Componente de Ajuste homologado para este contrato no ciclo 2023–2024 foi negativo e equivalente a R\$ 39 milhões.

A RAP da CEMIG GT Itajubá (Contrato de Concessão 079/2000) foi de R\$ 43 milhões, uma redução de 4,47% no ciclo 2023–2024 em relação ao período anterior, refletindo o índice de inflação IGPM do período.

O Componente de Reajuste da CEMIG GT Itajubá (PA) também apresenta valor positivo significativo, refletindo o efeito do reajuste retroativo das RAPs da Rede Nacional, quando passaram pela Revisão Tarifária Periódica. Neste ciclo, o Componente de Ajuste foi equivalente a R\$ 16,2 milhões, dos quais R\$ 17 milhões foram efeito da revisão retroativa das RAPs da Rede Nacional. O efeito positivo do ajuste retroativo perdurou até o ciclo 2023-2024, uma vez que foi dividido em três parcelas a serem pagas ao longo dos anos restantes do ciclo de revisão deste contrato de concessão.

Além dos Contratos de Concessão 06/1997 e 079/2000, a CEMIG também detém a concessão da Centroeste, com o Contrato de Concessão 04/2005, cuja RAP no ciclo 2023-2024 foi equivalente a R\$ 30 milhões. Seu valor é atualizado de acordo com o índice de inflação IGPM. O valor do Componente de Ajuste homologado para este contrato no ciclo 2023–2024 foi negativo e equivalente a R\$0,9 milhão.

Em dezembro de 2021, a CEMIG GT também adquiriu a concessionária Sete Lagoas Transmissora de Energia (“SLTE”), detentora do Contrato de Concessão 006/2011 SLTE, cuja RAP do ciclo 2023–2024 equivaleu a um valor adicional de R\$9,2 milhões. É atualizado de acordo com o índice de inflação IPCA. O Componente de Ajuste deste contrato foi negativo e equivalente a -R\$ 0,1 milhão.

Em dezembro de 2023, a ANEEL julgou os pedidos de reconsideração da Resolução 3.216/2023, resultando na publicação de novas RAP e Componentes de Reajuste para o ciclo 2023-2024, por meio do Despacho 4.675/2023. De acordo com o referido Despacho, as RAPs dos ativos de transmissão da CEMIG GT em operação passam a ser de R\$1.179 milhões. O principal reajuste ocorreu na RAP do contrato 006/1997, que aumentou em R\$12 milhões. Os Componentes de Ajuste também foram retificados, passando a R\$ 10,4 milhões, resultando em um ganho de R\$14 milhões em relação ao aprovado pela Resolução 3.216/2023. O principal ajustamento desta componente foi a retificação das receitas retroativas associadas à melhoria em grande escala. Os efeitos financeiros do aumento da RAP e dos Componentes de reajustes somente serão realizados ao longo de 2024, quando essas receitas forem efetivamente recebidas.

Taxas de câmbio

Praticamente todas as nossas receitas e as nossas despesas operacionais são denominadas em Reais. Entretanto, temos algumas dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em consequência disto, nos períodos em que o Real cai em relação ao dólar norte-americano ou a outras moedas estrangeiras em que nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e posição financeira podem ser afetados adversamente, mesmo havendo cobertura via hedge dessa dívida em moeda estrangeira. O ganho ou perda cambial e/ou de correção monetária decorrentes da variação poderão ter impacto sobre nossos resultados operacionais em períodos de ampla oscilação do valor do Real em relação ao dólar norte-americano, ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e de outra natureza em decorrência dos quais devemos, ou temos direito a valores referentes à correção monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil.

Exercício de 2023 comparado ao exercício de 2022

Consolidado

Receita líquida

A receita líquida aumentou 6,93% para R\$ 36.850 milhões em 2023, de R\$ 34.463 milhões em 2022, conforme segue.

(em milhões de R\$)	2023	2022	Var R\$	Var %
Fornecimento de Energia Elétrica	31.671	30.158	1.513	5,02
Receita de uso dos sistemas de distribuição – TUSD	4.417	3.685	732	19,86
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e <i>Outros componentes financeiros</i> , em ajustes de tarifas	(213)	(1.147)	934	(81,43)
Componente financeiro decorrente da devolução aos clientes de valores dos impostos PIS, Pasep e Cofins – realização	1.909	2.360	(451)	(19,11)
Receita de transmissão				
Receita de operação e manutenção de transmissão	373	413	(40)	(9,69)
Receita de construção de transmissão	242	407	(165)	(40,54)
Receita de juros decorrente do componente financiamento no ativo contratual de transmissão	524	575	(51)	(8,87)
Receita de indenização de geração	93	47	46	97,87
Receita de construção de distribuição	3.899	3.246	653	20,12
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	149	39	110	282,05
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	412	467	(55)	(11,78)
Transações de energia na CCEE	146	183	(37)	(20,22)
Mecanismo de venda de excedentes	(4)	453	(457)	(100,88)
Fornecimento de gás	4.139	4.529	(390)	(8,61)
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(139)	(94)	(45)	47,87
Créditos de PIS, Pasep e Cofins a serem reembolsados aos consumidores	—	(830)	830	(100,00)
Outras receitas	2.316	2.658	(342)	(12,87)
Impostos e encargos incidentes sobre a receita	(13.084)	(12.686)	(398)	3,14
Receita líquida	36.850	34.463	2.387	6,93

Receita de fornecimento de Energia Elétrica

A receita total de energia vendida a clientes finais em 2023 foi de R\$ 31.671 milhões, ou 5,02% superior ao valor de 2022 de R\$ 30.158 milhões. Os principais itens que afetaram a receita total de energia vendida a clientes finais foram um aumento de 2,01% GWh (ou R\$ 912 milhões) de energia vendida a clientes finais em relação ao mesmo período do ano anterior, com um aumento de 3,46% (ou R\$ 241 por MWh) na Tarifa Média para clientes finais.

Em 22 de junho de 2022, após prorrogação das tarifas anteriores por 25 dias enquanto se esperava uma decisão no âmbito federal sobre medidas de mitigação tarifária, a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Cemig D, com vigência até 27 de maio, 2023, com efeito médio nos clientes de 8,80% - seus componentes incluíram aumentos médios de 14,31% para clientes de alta tensão, e de 6,23% para clientes conectados em baixa tensão. Para os clientes residenciais atendidos em baixa tensão, o aumento médio foi de 5,22%.

Este resultado decorre de: (i) variação de 0,66% nos custos da Parcela B (custos gerenciáveis), em função do índice de inflação IPCA nos 12 meses anteriores, e (ii) repasses diretos dentro da tarifa, que tiveram aumento de 12,61%, mas que não teve efeito econômico para a Cemig D, não afetando sua rentabilidade. O retorno de capital aumentou 15,5% em relação aos valores atualmente nas tarifas. Este aumento se deve principalmente ao aumento da Base de Remuneração Líquida, tendo em vista os investimentos realizados pela Cemig D desde sua última revisão tarifária.

Evolução do mercado

O total de vendas no mercado consolidado da Cemig consiste na venda de energia para: (i) clientes cativos, na área de concessão no estado de Minas Gerais; (ii) Clientes Livres no estado de Minas Gerais e em outros estados do Brasil, no Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iii) outros agentes do setor elétrico (comercializadoras, geradoras e produtores independentes de energia), também no ACL; (iv) distribuidoras, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e (v) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Conforme ilustrado na tabela abaixo, o volume total de energia vendido pela Cemig em 2023 teve um aumento de 2,36% em relação a 2022:

GWh (1)	2023	2022	Var %
Residencial	12.092	11.217	7,80
Industrial	18.088	18.204	(0,64)
Comercial, serviços e outros	9.469	8.957	5,72
Rural	3.063	3.093	(0,97)
Poder público	956	856	11,68
Iluminação pública	1.056	1.138	(7,21)
Serviço público	1.045	1.400	(25,36)
Subtotal	45.769	44.865	2,01
Consumo próprio	30	31	(3,23)
	45.799	44.896	2,01
Suprimento no atacado a outras Concessionárias (1)	17.328	16.777	3,28
Total	63.127	61.673	2,36

(1) Inclui Contratos de Comercialização de Energia no Mercado Regulado (CCEARs) e contratos 'bilaterais' com outros agentes.

Residencial: Aumento de 7,80% em 2023 em relação a 2022, principalmente, devido: (i) ao aumento de 3,00% no número de consumidores; (ii) aumento de 4,60% no consumo médio mensal por consumidor (130,4 kWh/mês em 2023 ante 124,6 kWh/mês em 2022).

Industrial: Redução de 0,64% no valor de energia faturada aos consumidores industriais, devido à migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre e à retração do setor industrial no estado de Minas Gerais em relação ao ano anterior.

Fornecimento atacadista para outras concessionárias: A venda de energia para outras concessionárias aumentou 3,28% em 2023 em relação a 2022, principalmente, devido ao maior volume de energia vendida neste segmento.

Iluminação pública: O consumo foi 7,21% menor em 2023, principalmente devido à substituição de lâmpadas comuns por lâmpadas LED, ocorrida em algumas prefeituras.

Poder Público: Aumento de 11,68% da energia faturada para a classe Poder Público, devido à lenta recuperação das atividades após a pandemia e à reclassificação de clientes das classes Rural e Serviço Público para a classe Poder Público, em atendimento à REN ANEEL 901 /2020, o que fez com que o ano anterior ainda registasse um baixo nível de consumo.

Receita de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD): É a receita proveniente da cobrança dos Clientes Livres da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) sobre o volume de energia distribuída. Em 2023, essa receita foi de R\$ 4.417 milhões, ante R\$ 3.685 milhões em 2022, um aumento de 19,86% ano a ano, refletindo principalmente o seguinte:

Aumento de 1,62% na tarifa média dos clientes livres no exercício de 2023, comparado ao mesmo período de 2022, parcialmente compensado pela redução da alíquota de ICMS; e

O volume de energia transportada de janeiro a dezembro de 2023 foi 4,62% superior ao mesmo período de 2022, devido ao aumento no consumo dos clientes industriais e comerciais, compensado pela redução na irrigação dos clientes rurais.

CVA (compensação por variação dos itens da 'Parcela A') e Outros componentes financeiros: A CEMIG reconhece a diferença entre os custos reais não controláveis (nos quais a CDE e a compra de energia para revenda são componentes significativos) e os custos que foram utilizados como base na decisão das tarifas cobradas aos clientes. O valor dessa diferença é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário da CEMIG D. Em 2023, representou uma despesa de R\$ 213 milhões, ante receita de R\$ 1.147 milhões em 2022. Essa redução se deve, principalmente, ao aumento dos custos com compra de energia elétrica para revenda e encargos de uso da Rede Básica, aliado à redução da receita obtida com o Mecanismo de Comercialização de Excedentes (MVE).

Componente financeiro decorrente da devolução de créditos de PIS/Pasep e Cofins aos clientes – realização: A Companhia registrou receita de restituição de créditos de PIS/Pasep e Cofins a consumidores no valor de R\$ 1.909 milhões em 2023 ante R\$ 2.360 milhões no ano anterior. Essa recomposição de receitas decorre do fato de a tarifa da Cemig D, vigente de junho de 2022 a maio de 2023, ser descontada dos valores que estão sendo devolvidos aos consumidores relativos aos créditos de PIS/Pasep e Cofins. Ver Nota 13 às demonstrações financeiras consolidadas.

Receita de operação e manutenção de transmissão: As principais variações na receita de concessão de transmissão são as seguintes: (i) as receitas de operação e manutenção de infraestrutura foram de R\$ 373 milhões em 2023, comparadas a R\$ 413 milhões em 2022, uma redução de 9,69%, associada principalmente a uma redução de 8,87% na receita de remuneração financeira dos ativos do contrato de transmissão, que foram de R\$ 524 milhões e R\$ 575 milhões em 2023 e 2022, respectivamente. Essa variação está associada principalmente à variação do IPCA, que foi de 4,62% no exercício de 2023 ante 5,78% no exercício de 2022, base de remuneração do contrato.

Receitas de construção (Distribuição e Transmissão): As receitas de distribuição de construção aumentaram 20,12%, para R\$ 3.899 milhões, comparadas a R\$ 3.246 em 2022, relacionadas à infraestrutura da concessão de distribuição de energia elétrica. Este aumento se deve principalmente à maior execução do plano de investimentos da Cemig D em relação ao ano anterior, com destaque para o aumento dos serviços mercantis.

Esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Cemig D no ano em ativos de concessão.

Receita de fornecimento de gás: A receita de fornecimento de gás diminuiu 8,61% para R\$ 4.139 milhões em 2023 comparado a R\$ 4.529 milhões em 2022, devido, principalmente, ao custo do gás comprado para revenda devido à menor demanda para compra de gás para revenda e ao menor custo do gás adquirido no ano.

Receita de transações de energia na CCEE: A receita de transações de energia na CCEE foi de R\$ 146 milhões em 2023, comparada a R\$ 183 milhões em 2022, uma redução de 20,22% na comparação anual. Esse menor valor se deve, principalmente, à redução dos excedentes de energia nesse período, que são liquidados na CCEE.

Outras: Outras receitas totalizaram R\$ 2.316 milhões em 2023, ante R\$ 2.658 milhões em 2022, redução de 12,87% em relação ao mesmo período do ano anterior. A principal alteração refere-se aos subsídios recebidos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, que rege a compensação para geração distribuída, divulgados pela ANEEL na Revisão Tarifária 2023. A composição das demais receitas é apresentada na página Nota 27 às demonstrações financeiras consolidadas.

Deduções da Receita: Os impostos e taxas incidentes sobre a receita em 2023 foram de R\$ 13.084 milhões, ou 3,14% superiores a 2022 (R\$ 12.686 milhões). Este aumento se deve substancialmente ao aumento da receita em relação ao ano anterior.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais em 2023 foram de R\$ 30.061 milhões, compostos por R\$ 28.466 milhões de custos e R\$ 1.595 milhões de despesas, o que representa um aumento de 1,47% em relação a 2022 (R\$ 29.625 milhões, dos quais R\$ 27.651 milhões de custos e R\$ US\$ 1.974 milhões em despesas).

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2023 e 2022 expressos em percentual da receita líquida:

Em milhões de R\$	2023	Receita líquida (%)	2022	Receita líquida (%)	Var. (%)
Energia comprada para revenda	(14.648)	39,75	(14.614)	42,40	0,23
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(2.937)	7,97	(2.671)	7,75	9,96
Depreciação e amortização	(1.274)	3,46	(1.182)	3,43	7,78
Pessoal	(1.308)	3,55	(1.352)	3,92	(3,25)
Gás comprado para revenda	(2.237)	6,07	(2.735)	7,94	(18,21)
Serviços terceirizados	(1.902)	5,16	(1.706)	4,95	11,49
Benefícios pós-emprego	(591)	1,60	(626)	1,82	(5,59)
Materiais	(140)	0,38	(148)	0,43	(5,41)
Provisões operacionais	(434)	1,18	(401)	1,16	8,23
Perdas de crédito esperadas	(175)	0,47	(109)	0,32	60,55
Participação dos colaboradores e administradores no resultado	(157)	0,43	(83)	0,24	89,16
Custos de construção de infraestrutura	(4.072)	11,05	(3.536)	10,26	15,16
Inversão da provisão para crédito duvidoso, parte relacionada – Renova	(1)	0,00	54	0,16	(101,85)
Baixa de ativo financeiro	—	—	(172)	0,50	(100,00)
Outras despesas operacionais	(185)	0,50	(344)	1,00	(46,22)
Custos e despesas operacionais, total	(30.061)	81,58	(29.625)	85,96	1,47

A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2023 e 2022:

Energia comprada para revenda

As despesas com energia comprada para revenda em 2023 foram de R\$ 14.648 milhões, ante R\$ 14.614 milhões em 2022, representando um aumento de 0,23%. O principal fator que contribuiu para esse aumento foi:

As despesas com energia adquirida em leilões do mercado regulado aumentaram 18,18%, totalizando R\$ 3.940 milhões em 2023, ante R\$ 3.334 milhões em 2022, devido (i) ao reflexo dos reajustes contratuais anuais, indexados pelo IPCA, e ao novo contratos; e (ii) As despesas com geração distribuída adquiridas foram de R\$ 2.331 milhões em 2023, ante R\$ 1.977 milhões em 2022, 17,91% maiores. Isso reflete o maior número de unidades geradoras instaladas (249.241 em dezembro de 2023, ante 191.153 em dezembro de 2022); e o maior volume de energia injetada na rede (4.720 GWh em 2023, contra 3.041 GWh em 2022);

Este aumento foi compensado pelos seguintes fatores:

- Os custos com energia adquirida no Mercado Livre foram 6,51% menores, totalizando R\$ 5.612 milhões em 2023, comparados a R\$ 6.003 milhões em 2022, principalmente associados à redução no custo da energia comprada relacionada a novos contratos de compra feitos para mitigar o risco de exposição.
- Redução no custo da energia de Itaipu Binacional, que somou R\$ 1.207 milhões em 2023, ante R\$ 1.644 milhões em 2022. Essa variação se deve principalmente à redução de 35% no preço da demanda de Itaipu, em dólares, de US\$ 24,73 KW em 2022 para US\$ 16,19 KW (abril de 2023) e uma nova alteração regulatória para US\$ 20,23 em maio de 2023, definida por resolução.

Este é um custo não controlável para a CEMIG Distribuição: a diferença entre os valores utilizados como referência para cálculo das tarifas e os custos efetivamente incorridos é compensada no reajuste tarifário subsequente. Para mais detalhes ver Nota 28 às demonstrações financeiras consolidadas.

Taxas de utilização da rede nacional

Os encargos de uso da rede nacional em 2023 foram de R\$ 2.937 milhões, ante R\$ 2.671 milhões em 2022, representando um aumento de 9,96%. Este custo refere-se aos encargos devidos pelos agentes de distribuição e geração, pela utilização das instalações e componentes da rede básica, bem como do sistema elétrico, e os valores a serem pagos e/ou recebidos pela Companhia são definidos por meio de resolução da ANEEL, principalmente, pela maior necessidade de despachos térmicos em 2023 devido às altas temperaturas, bem como pela operação de contratos de energia de reserva decorrentes do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021 (PCS), com consequente aumento dos encargos de energia de reserva em 2023. Trata-se de um custo não gerenciável, e a diferença entre o valor considerado como referência para definição tarifária e os custos efetivamente incorridos é compensada no reajuste tarifário subsequente. Para mais informações consulte a nota explicativa nº 13b às demonstrações financeiras consolidadas.

Gás comprado para revenda

Em 2023 a Companhia reportou despesa de R\$ 2.237 milhões com aquisição de gás, 18,21% menor que em 2022 de R\$ 2.735 milhões. Isto se deve principalmente à redução no custo do gás adquirido para revenda devido ao menor consumo impactando a demanda de gás para revenda e ao menor custo do gás durante o ano.

Serviços terceirizados

A despesa com serviços de terceiros foi de R\$ 1.902 milhões em 2023, ante R\$ 1.706 milhões em 2022, representando um aumento de 11,49%. As principais variações que explicam esse aumento são: (i) aumento de 20,20% nos gastos com manutenção e conservação de instalações e equipamentos elétricos, sendo R\$ 708 milhões em 2023, ante R\$ 589 milhões em 2022; e (ii) aumento de 19,18% nas despesas com tecnologia da informação, sendo R\$ 174 milhões em 2023, ante R\$ 146 milhões em 2022.

Benefícios pós-emprego

O impacto dos benefícios pós-emprego da Companhia no resultado operacional de 2023 foi uma despesa de R\$ 591 milhões comparado a uma despesa de R\$ 626 milhões em 2022. Essa redução se deve principalmente à eleição voluntária de funcionários ativos para o novo plano de saúde, denominado Plano Premium, oferecido pela Companhia.

Disposições operacionais

As provisões operacionais em 2023 totalizaram R\$ 434 milhões, ante R\$ 401 milhões em 2022, um aumento de 8,23%. Essa variação se deve ao aumento das provisões para contingências trabalhistas, que foram de R\$ 120 milhões no exercício social de 2023, ante R\$ 98 milhões no exercício social de 2022.

Perdas de crédito esperadas ('ECL')

As perdas de crédito esperadas aumentaram 60,55%, para R\$ 175 milhões em 2023, em comparação com R\$ 109 milhões em 2022, devido à deterioração do risco de crédito entre consumidores residenciais relacionado a fatores econômicos que reduziram a classificação de crédito de alguns consumidores residenciais.

Participação nos lucros de funcionários e administradores

A despesa com participação nos lucros de empregados e administradores foi de R\$ 157 milhões em 2023, ante R\$ 83 milhões em 2022. O aumento de 89,16% se deveu principalmente à adesão total dos sindicatos ao acordo coletivo de 2023 em relação a 2022, ano em que alguns sindicatos não aderiram ao acordo.

Custos de construção de infraestrutura

Os custos de construção de infraestrutura em 2023 totalizaram R\$ 4.072 milhões, ou 15,16% a mais que em 2022 (R\$ 3.536 milhões). A diferença decorre principalmente do maior volume de investimentos em distribuição em 2023, comparado a 2022, especialmente em subtransmissão, em expansão, reforço e melhoria de infraestrutura de alta tensão.

Esta linha registra o investimento da Companhia nos ativos da concessão no período, e é integralmente compensada pela linha Receita de Construção, no mesmo valor.

Participação no lucro (prejuízo), líquido, de coligadas e joint ventures

Em 2023, a CEMIG reportou um ganho pelo método de equivalência patrimonial de R\$ 432 milhões, comparado aos R\$ 843 milhões reportados em 2022. Essa redução está associada principalmente aos seguintes fatores que ocorreram em 2022 e consequentemente não ocorreram em 2023: (i) reconhecimento de contas a receber no valor de R\$ 161 milhões, em 2022, referente ao pagamento efetuado pela AGPar ao FIP Melbourne associado ao Acordo decorrente da Sentença Arbitral CCBC-86/2016; e (ii) reversão de provisão relativa às obrigações contratuais assumidas pela Cemig GT com a investida Madeira Energia e demais acionistas no valor de R\$ 162 milhões. Tal provisão foi constituída em 2021, afetando negativamente o resultado de equivalência patrimonial daquele período.

Receita (despesa) financeira líquida

As despesas financeiras líquidas totalizaram R\$ 379 milhões em 2023, em comparação com despesas financeiras líquidas de R\$ 1.566 milhões em 2022. Essa redução está associada principalmente aos seguintes fatores:

- (i) desvalorização do dólar frente ao real em 2023, de 7,21%, ante desvalorização de 6,5% em 2022, gerando receitas de R\$ 277 milhões em 2023 e R\$ 338 milhões em 2022;
- (ii) o valor justo do instrumento financeiro contratado para proteção dos riscos relacionados aos Eurobonds registrou despesa em 2023, no valor de R\$ 177 milhões, comparado à despesa no valor de R\$ 438 milhões em 2022. A variação é principalmente pelo aumento da curva de juros em relação ao crescimento esperado da cotação do dólar frente ao real;
- (iii) redução em 2023 nas despesas financeiras líquidas com a atualização monetária dos créditos tributários relativos ao PIS/Pasep e Cofins decorrente da exclusão do ICMS de sua base de cálculo, no valor de R\$ 41 milhões em 2023, ante R\$ 1.294 milhões no ano anterior. Esta redução deve-se à atualização monetária no segundo trimestre de 2022 do passivo relativo à parte dos créditos tributários correspondentes aos últimos 10 anos, atendendo à exigência legal de as distribuidoras destinarem integralmente os valores sujeitos à repetição de dívida ao benefício dos consumidores.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O imposto de renda foi uma despesa de R\$ 1.084 milhões em 2023, comparado a uma despesa de R\$ 26 milhões em 2022 e o lucro antes do imposto de renda e contribuição social em 2023 de R\$ 6.851 comparado a R\$ 4.120 em 2022, portanto a variação identificada entre os períodos é devido ao cálculo do imposto de renda e contribuição social do exercício, refletindo as principais alterações explicadas acima.

Por segmento**Distribuição****Perdas de créditos esperados ('ECL')**

As perdas de crédito esperadas aumentaram 60,55%, para R\$ 175 milhões em 2023, em comparação com R\$ 109 milhões em 2022, devido à influência do risco de crédito entre consumidores residenciais relacionados a fatores econômicos que reduziram a classificação de crédito de alguns consumidores residenciais.

Participação nos lucros de funcionários e administradores

A despesa com participação nos lucros de empregados e administradores foi de R\$ 157 milhões em 2023, ante R\$ 83 milhões em 2022. O aumento de 89,16% se deve principalmente à adesão total dos sindicatos ao acordo coletivo de 2023 em relação a 2022, ano em que alguns sindicatos não aderiram ao acordo.

Custo de construção de infraestrutura

Os custos de construção de infraestrutura em 2023 totalizaram R\$ 4.072 milhões, ou 15,16% a mais que em 2022 (R\$ 3.536 milhões). A diferença ocorre principalmente no maior volume de investimentos em distribuição em 2023, em comparação com 2022, especialmente em subtransmissão, em expansão, reforço e melhoria de infraestrutura de alta tensão.

Esta linha registra o investimento da Companhia nos ativos da concessão no período, e é integralmente compensada pela linha Receita de Construção, no mesmo valor.

Participação no lucro (prejuízo), líquido, coligadas e joint ventures

Em 2023, a CEMIG reportou um ganho pelo método de equivalência patrimonial de R\$ 432 milhões, comparado aos R\$ 843 milhões reportados em 2022. Essa redução está associada principalmente aos seguintes fatores que ocorreram em 2022 e consequentemente não ocorreram em 2023: (i) reconhecimento de contas a receber no valor de R\$ 161 milhões, em 2022, referente ao pagamento efetuado pela AGPar ao FIP Melbourne associado ao Acordo decorrente da Sentença Arbitral CCBC-86/2016; e (ii) reversão de provisão relativa às obrigações contratuais assumidas pela Cemig GT com a investida Madeira Energia e demais acionistas no valor de R\$ 162 milhões. Tal provisão foi fornecida em 2021, afetando qualidades o resultado de equivalência patrimonial daquele período.

Receita (despesa) financeira líquida

As despesas financeiras líquidas totalizaram R\$ 379 milhões em 2023, em comparação com despesas financeiras líquidas de R\$ 1.566 milhões em 2022. Essa redução está associada principalmente aos seguintes fatores:

- (i) desvalorização do dólar frente ao real em 2023, de 7,21%, ante desvalorização de 6,5% em 2022, gerando receitas de R\$ 277 milhões em 2023 e R\$ 338 milhões em 2022;
- (ii) o valor justo do instrumento financeiro contratado para proteção dos riscos relacionados aos Eurobonds registrados com especificação em 2023, no valor de R\$ 177 milhões, em comparação com a especificação no valor de R\$ 438 milhões em 2022. A variação é principalmente pelo aumento da curva de juros em relação ao crescimento esperado da cotação do dólar frente ao real;
- (iii) redução em 2023 nas despesas financeiras líquidas com a atualização dos créditos tributários relativos ao PIS/Pasep e Cofins decorrente da exclusão do ICMS de sua base de cálculo, no valor de R\$ 41 milhões em 2023, ante R\$ 1.294 milhões não ano anterior. Esta redução deve-se à atualização controlada no segundo trimestre de 2022 do passivo relativo à parte dos créditos tributários correspondentes aos últimos 10 anos, atendendo à exigência legal de as distribuidoras destinarem integralmente os valores sujeitos à reprodução ao benefício dos consumidores.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O imposto de renda foi uma despesa de R\$ 1.084 milhões em 2023, comparado a uma despesa de R\$ 26 milhões em 2022 e o lucro antes do imposto de renda e contribuição social em 2023 de R\$ 6.851 comparado a R\$ 4.120 em 2022, portanto a variação observada entre os períodos é devido ao cálculo do imposto de renda e contribuição social do exercício, refletindo as principais alterações explicadas acima.

Transmissão

Em 2023 o segmento de Transmissão representou um lucro líquido de R\$ 465 milhões, ante R\$ 350 milhões em 2022, representando um aumento de 32,69%. O aumento líquido no segmento de Transmissão é impulsionado principalmente pela redução no custo de construção, conforme apresentado abaixo:

Receita de operação e manutenção de transmissão: (i) as receitas de construção, reforço e melhoria de infraestrutura foram de R\$ 241 milhões em 2023, ante R\$ 407 milhões em 2022, uma redução de 40,79%, devido, principalmente, ao reflexo da previsão para projetos que são em fase final de execução, resultando na diminuição dos valores investidos em 2023 em relação a 2022. Além disso, os novos projetos estão em fase inicial, com desembolsos associados às etapas de concepção e definição, que possuem custos mais baixos; e, (ii) redução de 8,71% na receita de remuneração financeira dos ativos do contrato de transmissão, que foram de R\$ 524 milhões e R\$ 574 milhões em 2023 e 2022, respectivamente. Essa redução está associada principalmente à oscilação do IPCA, que foi de 4,62% no exercício de 2023 ante 5,78% em 2022, base de remuneração do contrato.

Custo de construção: os custos de construção foram de R\$ 172 milhões em 2023, comparados a R\$ 291 milhões em 2022, uma redução de 40,89%. A redução reflete a previsão para projetos que estão em fase final de execução, resultando em diminuição dos valores investidos em 2023 em relação a 2022. Além disso, os novos projetos estão em fase inicial, com desembolsos associados à concepção e definição etapas, que têm custos mais baixos.

Geração

Em 2023 o segmento de Geração representou lucro líquido de R\$ 1.387 milhões, ante R\$ 888 milhões em 2022, representando um aumento de 56,19%. Esse aumento se deve (i) ao ajuste ao valor justo do ativo financeiro referente à indenização a receber dos ativos ainda não amortizados de diversas usinas da Cemig GT; e (ii) redução de R\$ 182 milhões (ou 81,5%) no custo operacional, devido à redução de R\$ 172 milhões em materiais, serviços de terceiros e outras despesas.

Comercialização

Em 2023 o segmento Trading representou lucro líquido de R\$ 959 milhões, comparado a R\$ 684 milhões em 2022, representando um aumento de 40,20%, principalmente devido a:

Custo com energia elétrica comprada para revenda: O custo com energia elétrica comprada para revenda foi de R\$ 6.318 milhões em 2023, comparado a R\$ 6.880 milhões em 2022, representando uma redução de 8,17%. Esta variação é atribuída principalmente à diminuição da capacidade contratada em 2023 face a 2022. Vários contratos significativos expiraram em 2022, motivando a contratação de contratos de curto prazo para compensar o mercado de energia de curto prazo em 2022. No entanto, prevendo preços mais baixos em 2023, a carteira de compras não foi reabastecida ao mesmo nível dos contratos do ano anterior.

Isso foi compensado pelo seguinte fator:

Receita de transações de energia na CCEE: A receita líquida do segmento de comercialização foi de R\$ 7.686 milhões em 2023, ante R\$ 7.918 milhões em 2022, queda de 2,93%. Esta variação decorre, principalmente, da redução no volume de energia comprada e da variação do portfólio, com o início do fornecimento de novos contratos, impactando no preço médio de venda.

Gás

Em 2023 o segmento de Gás representou lucro líquido de R\$ 596 milhões, ante R\$ 481 milhões em 2022, representando um aumento de 23,9%, principalmente devido à maior margem bruta e ao aumento do lucro operacional, bem como ao aumento da geração de caixa, impactado pelos custos de compra de gás repassados nas tarifas e pela revisão tarifária.

Participações

Os resultados das coligadas e controladas em conjunto e da Controladora são avaliados como um único segmento em linha com as estratégias de negócios da Companhia. O segmento Investidas apresentou, em 2023, lucro líquido de R\$ 749 milhões, ante prejuízo de R\$ 1.251 milhões em 2022.

Exercício de 2022 comparado ao exercício de 2021

Para esta discussão, consulte nosso relatório anual no Formulário 20-F/A para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2022, arquivado na SEC em 27 de julho de 2023.

B. Liquidez e Recursos de capital

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

Nosso caixa líquido proveniente de atividades operacionais foi de R\$ 6.646 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, comparado a R\$ 6.544 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022 (um aumento de R\$ 102 milhões ou 1,6%). O aumento reflete principalmente:

- (1) Aumento de R\$ 2.203 milhões no lucro líquido, ajustado pela conciliação do caixa líquido;
- (2) Uma redução líquida de R\$ 2.798 milhões em ativos operacionais, impulsionada principalmente por impostos a recuperar (R\$ 2.315 milhões) e em Recebíveis de clientes, comercializadores e concessionários (R\$ 399 milhões)), parcialmente compensada por ativos contratuais de concessão e ativos financeiros de concessão (R\$ US\$ 285 milhões);
- (3) Aumento líquido de R\$ 679 milhões no passivo operacional, principalmente devido a impostos a pagar (R\$ 370 milhões) e encargos regulatórios (R\$ 242 milhões);

Uma redução no imposto de renda e contribuição social pago (R\$ 103 milhões) e juros recebidos (R\$ 37 milhões), parcialmente compensada por (i) um aumento nas entradas de caixa provenientes da liquidação de instrumentos derivativos (R\$ 105 milhões), e (ii) aumento no valor dos juros pagos sobre empréstimos e debêntures (R\$ 16 milhões).

Caixa líquido em atividades de Investimento

Nosso caixa líquido utilizado nas atividades de investimento foi de R\$ 3.969 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, em comparação com R\$ 3.136 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, devido, principalmente, a (i) gerado a partir de R\$ 3.679 milhões em investimentos em ativos contratuais – distribuição de infraestrutura de gás e energia; (ii) gerado a partir de R\$ 1.076 milhões em aquisição de imobilizado; e (iii) aplicações e resgates em títulos e valores mobiliários de R\$ 11.238 milhões e R\$ 12.360 milhões, respectivamente.

Caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento

Nosso caixa líquido utilizado em atividades de financiamento foi de R\$ 2.581 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, em comparação com R\$ 2.792 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, que está relacionado principalmente a R\$ 1.988 milhões em recursos de empréstimos e debêntures em 2023 (R\$ 1.981 milhões em 2022), consumo de R\$ 1.823 milhões em juros sobre capital próprio e dividendos pagos em 2023 (R\$ 2.094 em 2022) e pagamento de empréstimos e debêntures em R\$ 2.679 milhões em 2023 (R\$ 2.613 em 2022).

Administração de capital

A Companhia tem como política manter uma sólida base de capital para manter a confiança dos investidores, credores e do mercado e possibilitar a implementação do seu programa de investimentos e a manutenção da sua qualidade de crédito, com acesso ao mercado de capitais, buscando investir em projetos que ofereçam taxas internas de retorno

reais mínimas iguais ou superiores às previstas na Estratégia de Longo Prazo, tendo como referência o custo de capital dos seus diversos negócios.

A Companhia monitora o capital por meio de um índice de alavancagem representado pela Dívida Líquida dividida pelo Lucro Ajustado antes de juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA). A Dívida Líquida é calculada como o total dos empréstimos e debêntures, menos caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários. O EBITDA Ajustado é calculado por efeitos não caixa. A Companhia pretende manter seu endividamento líquido consolidado igual ou inferior a 2,5 vezes o EBITDA Ajustado.

Endividamento

O endividamento da Companhia com empréstimos e debêntures (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2023 era de R\$ 9.831 milhões, sendo composto por R\$ 2.630 milhões de dívida circulante e R\$ 7.201 milhões de dívida não circulante. R\$ 1.854 milhões foram denominados em dólares norte-americanos e R\$ 7.977 milhões foram denominados em reais.

O endividamento da Companhia com empréstimos e debêntures (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2022 era de R\$ 10.579 milhões, sendo composto por R\$ 955 milhões de dívida circulante e R\$ 9.624 milhões de dívida não circulante. R\$ 3.960 milhões foram denominados em dólares norte-americanos e R\$ 6.619 milhões foram denominados em reais.

O endividamento da CEMIG em 31 de dezembro de 2023 e 2022 está demonstrado na tabela a seguir (em milhões de reais):

Fonte	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais (%)	Moeda	2023		2022	
				Circulante	Não circulante	Total	Total
MOEDA ESTRANGEIRA							
Eurobonds (1)	2024	9,25%	US\$	1.857	-	1.857	3.975
(-) Custos de transação				(1)	-	(1)	(6)
(±) Juros pagos adiantadamente (2)				(2)	-	(2)	(9)
Dívida em moeda estrangeira				1.854	-	1.854	3.960
MOEDA NACIONAL							
Eletrobrás	2023	UFIR + 6,00% a 8,00%	R\$	-	-	-	2
Dívida em moeda nacional				-	-	-	2
Total de empréstimos e financiamentos				1.854	-	1.854	3.962
CEMIG D							
Debêntures – 3ª emissão – 3ª série	2025	IPCA + 5,10%	R\$	331	304	635	912
Debêntures – 7ª emissão – 1ª série	2024	CDI + 0,45%	R\$	271	-	271	815
Debêntures – 7ª emissão – 2ª série	2026	IPCA + 4,10%	R\$	3	1.945	1.948	1.865
Debêntures – 8ª emissão – 1ª série	2027	CDI + 1,35%	R\$	2	500	502	503
Debêntures – 8ª emissão – 2ª série	2029	IPCA + 6,10%	R\$	1	529	530	507
Debêntures – 9ª emissão – Série única	2026	CDI + 2,05%	R\$	32	2.000	2.032	-
CEMIG GT							
Debêntures – 9ª emissão – 1ª série	2027	CDI + 1,33%	R\$	3	700	703	703
Debêntures – 9ª emissão – 2ª série	2029	IPCA + 7,63%	R\$	1	315	316	302
GASMIG							
Debêntures – 7ª emissão – Série única	2023	CDI + 1,50%	R\$	-	-	-	20
Debêntures – 8ª emissão – Série única	2031	IPCA + 5,27%	R\$	134	958	1.093	1.044
(-) Desconto na emissão de debêntures				-	(9)	(9)	(12)
(-) Custos de transação				(3)	(42)	(45)	(42)
Total, debêntures				776	7.201	7.977	6.617
Total				2.630	7.201	9.831	10.579

(1) Em dezembro de 2023, a Cemig GT concluiu o resgate parcial de seus Eurobonds, no valor principal de US\$ 375 milhões (US\$ 244 milhões recomprados em dezembro de 2022 e US\$ 500 milhões recomprados em agosto de 2021). Consulte a Nota 22 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(2) Juros acumulados para atingir a taxa de retorno até o vencimento (*Yield to Maturity*) acordada no contrato de Eurobonds.

Em junho de 2023, a Cemig D concluiu sua 9ª emissão de debêntures, não conversíveis em ações, no valor de R\$ 2,0 bilhões, em série única. Esta emissão tem prazo de 3 anos com amortizações no segundo e terceiro anos e remunera CDI mais juros de 2,05% ao ano, base 252 dias úteis. O total de recursos líquidos captados foi relacionado ao reforço de fluxo de caixa, incluindo reembolso de investimentos.

Recompras e resgates de Eurobônus pela Cemig GT

A Cemig GT realizou duas ofertas públicas e um resgate para reduzir o saldo devedor de seus Eurobonds. Em agosto de 2021, a Cemig GT fez uma oferta pública de recompra de US\$500 milhões e em dezembro de 2022 a Cemig GT fez uma oferta pública de recompra de US\$244 milhões de seus Eurobonds. Em dezembro de 2023, a Cemig GT resgatou

US\$ 375 milhões de seus Eurobonds, totalizando US\$1.119 milhões recomprados. Isso reduziu o valor principal dos Eurobonds em circulação para US\$ 381 milhões, com vencimento em 2024.

Garantias de Financiamento da CEMIG

A CEMIG forneceu garantias totais de financiamento de R\$ 9.831 milhões sobre empréstimos e debêntures, em 31 de dezembro de 2023 e R\$ 10.581 milhões em 31 de dezembro de 2022, conforme segue (em milhões de reais):

	2023	2022
Notas promissórias, avais e fianças	2.489	4.871
Garantias em recebíveis	2.208	2.663
Garantias Corporativas (1)	4.059	1.998
Recebíveis	-	2
Quirografia	1.075	1.047
TOTAL	9.831	10.581

Cláusulas restritivas (Covenants)

A Companhia possui contratos com covenants atreladas a índices financeiros, conforme quadro a seguir:

Título/ Garantia	Covenant	Índice requerido – emissora	Índice requerido – CEMIG (garantidora)	Exigibilidade de cumprimento
Eurobonds CEMIG GT (1)	Dívida Líquida/Ebitda ajustado para o Covenant (3)	Menor ou igual a 2,5	Menor ou igual a 3,0	Semestral e anual
3ª, 7ª, 8ª e 9ª emissão de debêntures CEMIG D	Dívida Líquida/Ebitda Ajustado	Menor ou igual a 3,5	Menor ou igual a 3,0	Semestral e anual
Gasmig Debêntures (2)	Endividamento Geral (Passivo total / Ativo total)	Menor que 0,6	-	Anual
	Ebitda / Serviço da Dívida	Igual ou superior a 1,3	-	Anual
	Ebitda / Resultado financeiro líquido	Igual ou superior a 2,5	-	Anual
	Dívida Líquida / Ebitda	2,5 ou menos	-	Anual
8ª emissão de debêntures Gasmig	Ebitda / Serviço da dívida	Igual ou superior a 1,3	-	Anual
9ª emissão de debêntures CEMIG GT (3)	Dívida Líquida/Ebitda Ajustado	Menor ou igual a 3,5	3,0 de 31 de dez. de 2022 a 30 de jun. de 2026; e 3,5 a partir de 31 de dez. de 2026	Semianual e anual

- (1) O Ebitda ajustado corresponde ao lucro antes de juros, imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido, depreciação e amortização, calculado de acordo com a Resolução CVM 156, de 23 de junho de 2022, do qual são subtraídos o lucro não operacional, quaisquer créditos e ganhos não caixa que aumentem o lucro líquido, na medida em que não sejam recorrentes, e quaisquer pagamentos em dinheiro feitos em uma base consolidada durante tal período em relação a encargos não caixa que foram adicionados de volta na determinação do Ebitda em qualquer período anterior, e acréscimos de despesas não caixa e encargos não caixa, na medida em que não sejam recorrentes.
- (2) O não cumprimento de covenants financeiros implica vencimento antecipado não automático. Caso o vencimento antecipado seja declarado pelos debenturistas, a Gasmig deverá efetuar o pagamento após o recebimento da notificação.
- (3) O descumprimento dos covenants financeiros implica o vencimento antecipado, implicando na exigibilidade imediata do pagamento pela CEMIG GT do Valor Nominal Unitário ou Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, conforme o caso, acrescido da remuneração, além dos demais encargos devidos, independentemente de notificação, interpelação ou intimação judicial ou extrajudicial.

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia está em conformidade com todos os covenants.

C. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; patentes, licenças, etc.

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos não apenas em sistemas de energia, mas em todos os campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de controle ambiental, sistemas de armazenamento de

energia e otimização de segurança. A Cemig investiu R\$ 33 milhões em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em 2023 – incluindo 16 Projetos P&D em várias áreas. Alguns destaques:

- Desenvolvimento de redes sinérgicas aplicadas à rede de distribuição;
- Desenvolvimento de uma metodologia para avaliar as árvores urbanas quanto ao risco de queda, utilizando radar penetrante no solo (GPR);
- Um Centro de Despacho Futuro - Plataforma de hiper visão de consciência condicional integrada do tempo-espaço, baseada em inteligência artificial para operar o sistema de distribuição;
- Adaptação do sistema de realidade virtual da Cemig para integração com recursos de inspeção através de imagens em tempo real e formação em grupo de equipes de campo e expedição;
- Dispositivo para notificação individual para tratar de casos de emergência com barragens;
- Ferramenta para definir preços futuros com alocação ótima de portfólio para compra e venda de eletricidade;
- Processos Ecológicos: Desenvolvimento de novas eco tecnologias de diagnóstico e processos ambientais (Projeto PROECOS).

D. Informações sobre tendências

Como empresa de serviço público, estamos sujeitos às regulamentações emitidas pelo Governo Federal Brasileiro, conforme descrito no “Item 4: Informações sobre a Companhia – O Setor Elétrico Brasileiro”. Portanto, qualquer alteração na estrutura regulatória poderá nos afetar significativamente, seja no que diz respeito às nossas receitas, se a alteração estiver relacionada a preços, ou no que diz respeito às nossas despesas operacionais, se a alteração estiver relacionada aos custos incorridos para prestar serviços aos clientes.

Quanto à questão da confiabilidade do fornecimento de energia, a capacidade estrutural do sistema é adequada para atender às necessidades de consumo de energia do mercado, e a expansão da capacidade de geração e transmissão atualmente em desenvolvimento será capaz de atender à demanda de consumo esperada do mercado. As taxas de crescimento do consumo de energia no Brasil nos últimos anos foram de 4,0% (2020-2021) (em parte devido à recuperação da pandemia de COVID-19); 0,8% (2021-2022) (devido às baixas temperaturas médias ao longo do ano e ao aumento da geração distribuída) e 5,28% (2022-2023) (devido a temperaturas médias mais elevadas e a um maior crescimento econômico). O Governo Federal brasileiro tem obtido sucesso com os leilões de 'nova oferta' iniciados em 2005, que possibilitaram a construção de novos empreendimentos como a hidrelétrica de Santo Antônio (3.150 MW) e a hidrelétrica de Jirau (3.750 MW), no Rio Madeira Rio; a usina Belo Monte (11.233 MW) no Rio Xingu; e a usina Teles Pires (1.820 MW) no Rio Teles Pires, de acordo com as necessidades das distribuidoras para aquisição de energia.

Com relação aos investimentos, para 2024 planejamos fazer investimentos de capital em relação aos nossos ativos fixos no valor de R\$ 5.345 milhões, correspondente ao nosso programa básico. Esperamos alocar esses gastos principalmente para a expansão do nosso sistema de distribuição. Para mais detalhes ver item 4 ‘Despesas de Capital’.

Obrigações contratuais

Foram assinados, entre a Cemig GT e as entidades de previdência complementar que participam da estrutura de investimentos da SAAG, (estrutura composta por FIP Melbourne, Parma Participações S.A. e FIP Malbec, em conjunto ‘a Estrutura de Investimento’), Contratos de Opção de Venda de Cotas dos Fundos que compõe a Estrutura de Investimento (‘Opções de Venda’), que poderão ser exercidas, a critério dos Fundos, no 84º mês a partir de junho de 2014. O preço de exercício das Opções de Venda seria correspondente ao valor investido por cada entidade de previdência complementar na Estrutura de Investimento, atualizado pro rata temporis pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido da taxa de 7% ao ano, deduzidos quaisquer dividendos e juros sobre capital pagos pela SAAG às entidades

de previdência complementar. Esta opção foi considerada um instrumento derivado até o exercício antecipado da opção, contabilizada a seu valor justo através do resultado, medido utilizando o modelo Black-Scholes- Merton ('BSM'). Para maiores detalhes, veja Notas 31 e 34 às demonstrações financeiras consolidadas.

Em 31 de dezembro de 2023 a Cemig e suas subsidiárias possuem compromissos que incluem aquisição de energia de Itaipu, aquisição de energia em leilões, garantias de cotas físicas, e outros compromissos, conforme segue:

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	Total
Compra de energia de Itaipu	1.096	1.096	1.096	1.096	1.096	20.827	26.307
Compra de energia – leilões	4.661	4.099	4.218	4.342	4.575	61.220	83.115
Aquisição de energia – 'contratos bilaterais'	491	319	99	20	—	—	929
Cotas das usinas <i>Angra 1 e Angra 2</i>	384	383	383	385	386	7.225	9.146
Transporte de energia de Itaipu	248	258	266	274	251	4.555	5.852
Outros contratos de compra de energia	5.431	5.009	4.285	4.071	2.814	25.999	47.609
Cotas de garantia física	834	738	659	581	581	10.699	14.092
Total	13.145	11.902	11.006	10.769	9.703	130.525	187.050

A Cemig e suas controladas possuem empréstimos e debêntures, conforme segue, por moeda e indexador, com as respectivas amortizações (em milhões de Reais):

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	Total
Moeda							
Dólar americano (EUA)	1,857	—	—	—	—	—	1,857
Total, denominado por moeda	1,857	—	—	—	—	—	1,857
Indexadores							
IPCA (1)	470	1,397	1,099	132	403	1,021	4,522
CDI (3)	308	1,233	1,233	733	—	—	3,507
Total, indexado	778	2,630	2,332	865	403	1,021	8,029
(-) Custo de transação	(4)	(9)	(9)	(4)	(7)	(13)	(46)
(±) Juros pagos antecipadamente	(2)	—	—	—	—	—	(2)
(-) Desconto	—	(4)	(4)	—	—	—	(8)
Total geral	2,629	2,617	2,319	861	396	1,008	9,830

(1) Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

(2) Unidade Fiscal de Referência (UFIR/RGR).

(3) CDI: Taxa de Certificados de Depósito Interbancário.

A Cemig e suas subsidiárias têm contratos que contêm um arrendamento que, na sua maioria, são indexados anualmente ao índice de inflação do IPCA. A análise de maturidade dos contratos de arrendamento é apresentada a seguir:

Anos	(R\$ milhões)	Consolidado (nominal)
2024		80
2025		90
2026		79
2027		67
2028		34
2029 a 2048		538
Valores não descontados		888
Juros embutidos		(455)
Passivos de arrendamento:		433

E. Estimativas contábeis críticas

Para este assunto, favor se referir às nossas demonstrações financeiras auditadas, que se encontram em outras páginas deste relatório.

Item 6. Conselheiros, diretores e funcionários

A. Membros do Conselho e Alta Administração

A administração da Companhia é exercida pelo Conselho de Administração e Diretoria Executiva. O Conselho de Administração da Companhia é composto por 11 (onze) membros efetivos, dentre os quais um será o Presidente e outro, Vice-presidente. A Diretoria Executiva é composta por sete Diretores Executivos, que podem ser acionistas, residentes no Brasil, eleitos pelo Conselho de Administração para um período de dois anos, observadas as exigências da legislação aplicável. A reeleição por um máximo de três outros períodos consecutivos de mandato é permitida. A estrutura e composição do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Companhia serão idênticas nas subsidiárias integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., com eventuais exceções caso aprovadas pelo Conselho de Administração.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Cemig se reúne, ordinariamente, pelo menos uma vez por mês e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo seu Presidente, Vice-presidente, ou por um terço de seus membros, ou pela Diretoria Executiva. Suas responsabilidades incluem, entre outras, a fixação da estratégia corporativa, orientação geral dos negócios da Cemig, aprovação de operações relevantes, e a eleição, destituição e fiscalização dos membros da Diretoria Executiva.

Todos os membros do Conselho de Administração são eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas. Com a exceção do membro do Conselho de Administração que representa os funcionários, nenhum outro membro do Conselho de Administração tem um contrato de emprego com a Cemig ou com qualquer subsidiária, que forneça qualquer benefício em caso de rescisão.

Na composição do Conselho de Administração observar-se-ão as seguintes regras:

- Os dois grupos de acionistas a seguir têm o direito de eleger um membro, em votos separados, de acordo com a legislação aplicável: (i) os acionistas minoritários de ações ordinárias; e (ii) os detentores de ações preferenciais.
- No mínimo 25% (vinte e cinco por cento) dos membros deverão ser independentes ou, sob o Artigo 141 da Lei 6.404/1976, pelo menos um deles, caso haja decisão pelo exercício da faculdade do voto múltiplo pelos acionistas minoritários.

- c) Aos empregados fica assegurado o direito de elegerem 1 (um) membro, observado o disposto na Lei Federal 12.353, de 28 de dezembro de 2010, no que couber.
- d) Em qualquer caso, a maioria dos membros será eleita pelo acionista controlador da Companhia.

Composição do Conselho de Administração:

Conselho de Administração		
Nome	Cargo	Data da primeira eleição
Márcio Luiz Simões Utsch (1)	Presidente	25/03/2019
Vacant	Membro	n/a
Marcus Leonardo Silberman (1)	Membro	25/02/2022
José Reinaldo Magalhães (1)	Membro	25/03/2019
Afonso Henriques Moreira Santos (1)	Membro	31/07/2020
Ricardo Menin Gaertner (1)	Membro	29/04/2022
Aloísio Macário Ferreira de Souza (3)	Membro	29/09/2022
Roger Daniel Versieux (2)	Membro	29/04/2022
José João Abdalla Filho (2)	Membro	02/04/2019
Vacant	Membro	n/a
Anderson Rodrigues (4)	Membro	29/04/2022
(1)	Eleito pelo Estado de Minas Gerais e outros acionistas.	
(2)	Eleito pelos acionistas minoritários.	
(3)	Nomeado pelos detentores de ações preferenciais.	
(4)	Eleito por um representante dos funcionários.	

Seguem abaixo resumos das biografias de cada membro efetivo do Conselho de Administração:

Márcio Luiz Simões Utsch – Nascido em 1959, formado em direito. Seus principais cargos como executivo foram Mesbla S.A. (loja de departamentos): Gerente geral, Compras e Operações; Gradiente Entertainment (eletrônicos, jogos): Diretor de Vendas e Logística de Distribuição. Alpargatas S.A.: Entrou em 1997. Presidente desde 2003 até aposentar, com 60 anos, em 2019.

Marcus Leonardo Silberman – Nascido em 1962, atualmente é Diretor Financeiro da Itiquira Acquisition Corp (NASDAQ: ITQRU), uma Empresa de Aquisição de Propósito Especial listada em 3 de fevereiro de 2021 e focada em empresas brasileiras de crescimento. É também diretor da CH Global Capital, uma empresa de Consultoria em Gestão de Ativos e Investimento, desde abril de 2019. Chefe da M&A da América Latina no Bank of America Securities, de setembro de 2014 a março de 2019. Chefe da M&A dos Mercados Emergentes e membro do Comitê Consultivo Global de Investimento do Credit Suisse, de janeiro de 1998 a junho de 2014. Tem mais de 25 anos de experiência em M&A e completou mais de 50 transações, totalizando mais de US\$140 bilhões. É PhD em finanças pela Marshall School of Business pela University of Southern California, possui mestrado em engenharia industrial pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e BS em engenharia industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro.

José Reinaldo Magalhães – Nascido em 1956, foi Gerente de FIPs no segmento de Private Equity na BR- Investimentos e na Bozano Investimentos Gestoras de Recursos de 2009 a 2015 – o membro da equipe responsável pelas decisões de investimento e desinvestimento dos Fundos. Na Previ – Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – foi Diretor de Investimentos, na Diretoria de Investidores Institucionais, de 2006 até 2018. No Banco do Brasil, ele foi Gerente Adjunto da filial de Nova Iorque (de 2004–5), Gerente Adjunto do Escritório de Representação de Chicago (de 2002–4) e Gerente Executivo da Diretoria de Planejamento / Gerência de Riscos de 1998 a 2002. Na Previ, foi Gerente de Divisão, Gestão de Instituições Financeiras Internacionais, de 1995 a 1998. De 1994 a 1998, foi trainee no Programa de Treinamento para Gerentes no Exterior, em São Paulo, Austin, TX (USA) e Londres; de 1990-94 foi analista no Departamento Técnico (Detec) de BB-B1 Banco de Investimentos. Ingressou no Detec em outubro de 1975 e, de 1983 a 1989 foi consultor técnico da Superintendência Estadual de Minas Gerais.

Afonso Henriques Moreira Santos – Nascido em 1957, é formado em engenharia eletrônica. De abril a dezembro de 2019 foi membro do Conselho de Administração da Light S.A. Foi membro do Conselho da IX Estudos e Projetos Ltda., de outubro de 2006 a abril de 2019. Professor em tempo integral da Universidade Federal de Itajubá de janeiro de 1980 a março de 2016.

Ricardo Menin Gaertner – Nascido em 1975, e é formado em direito. Em 2019 tornou-se sócio de Barbosa e Gaertner Advogados Associados. Especializa e tem a experiência extensiva em negócios complexos de M&A, IPOs, colocações privadas e transações imobiliários. Entre outros, tem prestado serviços legais e regulamentares à Iguá Saneamento S.A., que controla 18 concessionárias de serviços públicos de água e esgoto. Antes de se tornar sócio de sua atual firma de advocacia, atuou como consultor na Fipecafi – Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras. De 2014 a 2018 serviu como Diretor Jurídico da J&F Investimentos S.A., onde foi presidente do conselho de administração de 2017 a 2018.

Aloísio Macário Ferreira de Souza – nascido em 1960, é formado em Ciências Contábeis, com MBA em Gestão de Negócios e Bancos de Investimento pela Universidade Corporativa do Citibank – EUA, MBA em Avaliação Empresarial pela LLM Inteligência Empresarial (RJ) e MBA em Planos de Previdência e Aposentadoria para Previdência Social Complementar – Coppe/UFRJ. O Sr. Souza é certificado pelo IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – para atuar como membro de conselhos de administração e conselhos de supervisão. Foi Vice-Presidente de Recursos Humanos e Tecnologia da Informação na Usiminas, Coordenador do IBGC – Capítulo Rio de Janeiro, Gestor de Governança Corporativa e Participações Minoritárias da Previ, Gestor da Divisão de Análise e Avaliação de Ativos do BB-DTVM, Assessor na Área Internacional do Banco do Brasil, Membro do Conselho de Administração da Usiminas e da CPFL Energia, e Membro do Conselho de Administração da Eternit, Eletrobras, Celesc e Ambev. Atualmente é membro do Conselho de Administração da Usiminas e membro do Comitê de Auditoria Estatutária da Celesc.

Roger Daniel Versieux – Nasceu em 1975. É advogado há mais de 21 anos, especializado em litígios e consultoria em assuntos públicos e corporativos em direito administrativo, ambiental, fiscal e econômico-penal, particularmente nos setores mineiro, de infraestrutura e sindicatos. Consultor jurídico da Empresa de Assistência Técnica e Extensão Rural de Minas Gerais (Emater-MG) de 2005 a 2008, especializada em direito público, com ênfase na licitação pública, gestão no quadro administrativo, contratos públicos e apoio jurídico ao conselho de administração desta empresa estatal. Advogado sênior na Vale S.A. (2013). Desde 2010, nomeado advogado para pessoas economicamente desfavorecidas na Tribunal Regional Federal da Terceira Região. Professor da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (2009 a 2013) – tendo ensinado nas áreas de processo penal e civil, contratos, direito internacional privado e ética. Professor Responsável do Núcleo de Prática Jurídica da UFMS (2010–11). Professor do Curso de Pós-graduação do Centro de Direito Internacional (Cedin), Belo Horizonte (2016–20).

José João Abdalla Filho – Nascido em 1945, é atualmente Diretor Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A.; Membro Suplente do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; Membro Suplente do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.; Diretor-Presidente da Dinâmica Energia S.A.; e Diretor-Presidente da Social S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial.

Anderson Rodrigues – Nascido em 1972, é formado em engenharia elétrica com ênfase em sistemas de energia pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC/MG) com pós-graduação em engenharia de segurança do trabalho pela Universidade FUMEC. Possui também mestrado em administração – inovação e dinâmica organizacional, do Centro Universitário UMA; e é doutorando em sistemas de informação e gestão do conhecimento pela Universidade FUMEC.

Processos criminais significativos que envolvem um membro do Conselho de Administração

Sr. José João Abdalla Filho, membro do Conselho de Administração da Companhia, é acusado perante a 2ª Vara Penal Federal do Rio de Janeiro, de ter cometido o crime de evasão fiscal, por alegada omissão de informação na sua declaração de imposto sobre o rendimento de 2010. Em 3 de agosto de 2020, o juízo proferiu sentença “julgando extinta a ação penal, sem resolução do mérito, por reconhecer ausente a condição de procedibilidade, qual seja, constituição acertada e, conseqüentemente válida, do crédito tributário”. O Ministério Público Federal interpôs recurso de apelação, tendo sido, recentemente, confirmada a decisão pelo Tribunal Regional Federal da 2a. Região.

Em outra ação criminal, que tramita perante a 1ª Vara Federal de Araçatuba – Seção Judiciária do Estado de São Paulo, Sr. Abdalla Filho é acusado do crime de evasão de impostos, por alegada declaração falsa da totalidade de suas receitas e omissão de receitas em empresa na qual integrava como diretor-presidente, acionista majoritário e administrador durante os anos de 2006 a 2008, 2010 e 2011. Em defesa preliminar, Sr. Abdalla Filho entende que a denúncia deveria ser rejeitada, que o processo é absolutamente nulo e que, no mérito, a acusação é improcedente, devendo ser proferida decisão absolutória. Ultrapassas questões procedimentais, foram apresentadas manifestações e designada Audiência e Instrução e Julgamento para junho de 2024.

Uma terceira ação penal, também relacionada a evasão de impostos, foi apresentada na 1ª Vara Federal de Americana – Seção Judiciária de São Paulo. O Ministério Público Federal alega omissão de informação, declaração falsa às autoridades fazendárias e tentativa de fraudar a fiscalização tributária. O caso envolve mais de uma empresa presidida e administrada por Abdalla. Após defesa preliminar, o Sr. Abdalla Filho entende que a denúncia deveria ser rejeitada, que o processo é absolutamente nulo e que, no mérito, a acusação é improcedente, devendo ser proferida decisão absolutória. Ultrapassas questões procedimentais, houve decisão de absolvição em primeira instância. Em segunda instância houve condenação, recentemente suspensa pelo Superior Tribunal de Justiça.

Recentemente foi ajuizada Ação de Improbidade Administrativa perante a Justiça Federal da 3ª Região, na 9ª Vara Cível da Subseção Judiciária de São Paulo. O Ministério Público Federal alega que José João Abdalla Filho, acionista controlador da empresa Agro Imobiliária Avanhadava S.A., teria induzido ou concorrido para a prática de atos de improbidade administrativa, ou deles se beneficiado. De acordo com informações fornecidas pelo advogado do Conselheiro, em 23/04/2024, o MPF pede sua condenação no valor de R\$280.000,00 (duzentos e oitenta mil reais), já depositado em juízo. O processo encontra-se na fase inicial. Sr. José João Abdalla Filho, membro do Conselho de Administração da Companhia, é acusado perante a 2ª Vara Penal Federal do Rio de Janeiro, de ter cometido o crime de evasão fiscal, por alegada omissão de informação na sua declaração de imposto sobre o rendimento de 2010. Em 3 de agosto de 2020, o juízo proferiu sentença “julgando extinta a ação penal, sem resolução do mérito, por reconhecer ausente a condição de procedibilidade, qual seja, constituição acertada e, conseqüentemente válida, do crédito tributário”. O Ministério Público Federal interpôs recurso de apelação, tendo sido, recentemente, confirmada a decisão pelo Tribunal Regional Federal da 2a. Região.

Em outra ação criminal, que tramita perante a 1ª Vara Federal de Araçatuba – Seção Judiciária do Estado de São Paulo, Sr. Abdalla Filho é acusado do crime de evasão de impostos, por alegada declaração falsa da totalidade de suas receitas e omissão de receitas em empresa na qual integrava como diretor-presidente, acionista majoritário e administrador durante os anos de 2006 a 2008, 2010 e 2011. Em defesa preliminar, Sr. Abdalla Filho entende que a denúncia deveria ser rejeitada, que o processo é absolutamente nulo e que, no mérito, a acusação é improcedente, devendo ser proferida decisão absolutória. Ultrapassas questões procedimentais, foram apresentadas manifestações e designada Audiência e Instrução e Julgamento para junho de 2024.

Uma terceira ação penal, também relacionada a evasão de impostos, foi apresentada na 1ª Vara Federal de Americana – Seção Judiciária de São Paulo. O Ministério Público Federal alega omissão de informação, declaração falsa às autoridades fazendárias e tentativa de fraudar a fiscalização tributária. O caso envolve mais de uma empresa presidida e administrada por Abdalla. Após defesa preliminar, o Sr. Abdalla Filho entende que a denúncia deveria ser rejeitada, que o processo é absolutamente nulo e que, no mérito, a acusação é improcedente, devendo ser proferida decisão absolutória. Ultrapassas questões procedimentais, houve decisão de absolvição em primeira instância. Em segunda instância houve condenação, recentemente suspensa pelo Superior Tribunal de Justiça.

Recentemente foi ajuizada Ação de Improbidade Administrativa perante a Justiça Federal da 3ª Região, na 9ª Vara Cível da Subseção Judiciária de São Paulo. O Ministério Público Federal alega que José João Abdalla Filho, acionista controlador da empresa Agro Imobiliária Avanhadava S.A., teria induzido ou concorrido para a prática de atos de improbidade administrativa, ou deles se beneficiado. De acordo com informações fornecidas pelo advogado do Conselheiro, em 23/04/2024, o MPF pede sua condenação no valor de R\$280.000,00 (duzentos e oitenta mil reais), já depositado em juízo. O processo encontra-se na fase inicial.

Diretoria Executiva (Estatutária)

A Diretoria Executiva é constituída por sete Diretores, acionistas ou não, residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração para mandato de 2 (dois) anos, observados os requisitos da legislação e regulamentação aplicáveis, sendo permitidas, no máximo, 3 (três) reconduções consecutivas. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração expira na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2024. A Diretoria Executiva se reúne, ordinariamente, no mínimo duas vezes por mês, e extraordinariamente sempre que convocada pelo Diretor Presidente ou por dois Diretores Executivos.

Os Diretores exercem suas funções em período integral, em dedicação exclusiva à Companhia. Eles podem exercer simultaneamente funções não remuneradas na administração de nossas subsidiárias integrais e outras subsidiárias ou coligadas, a critério do Conselho de Administração. Devem obrigatoriamente deter e exercer, no entanto, os cargos correspondentes nas subsidiárias integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A.

Compete à Diretoria Executiva a gestão corrente dos negócios da Companhia, obedecidos a Estratégia de Longo Prazo, o Plano de Negócios Plurianual e o Orçamento Anual, elaborados e aprovados de acordo com o seu Estatuto Social. O Orçamento Anual refletirá o Plano de Negócios Plurianual da Companhia e, por conseguinte, a Estratégia de Longo Prazo, e deverá detalhar as receitas e as despesas operacionais, os custos e investimentos, o fluxo de caixa, o montante a ser destinado ao pagamento de dividendos, as inversões com recursos próprios ou de terceiros e quaisquer outros dados que a Diretoria Executiva considerar necessários.

Observado o disposto nos artigos precedentes no Estatuto Social da Companhia, e as boas práticas de governança corporativa, caberá a cada membro da Diretoria Executiva cumprir o Estatuto, as deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração, o Regimento Interno e as decisões da Diretoria Executiva, sendo estas as atribuições das respectivas diretorias.

Seguem-se os nomes, posições e datas da primeira eleição dos membros da Diretoria:

Conselho Executivo		
Diretoria	Nome	Data da primeira eleição
Presidente (CEO)	Reynaldo Passanezi Filho	13/01/2020
Vice-presidente de Comercialização	Dimas Costa	01/09/2016
Vice-presidente de Distribuição	Marney Tadeu Antunes	05/01/2021
Vice-presidente de Geração e Transmissão	Thadeu Carneiro da Silva	16/07/2021
Vice-presidente de Participação	Marco da Camino Ancona Lopez Soligo	02/05/2022
Vice-presidente de Finanças e Investidores (CFO)	Leonardo George de Magalhães	20/03/2020
Vice-presidente Jurídico	Cristiana Maria Fortini Pinto e Silva	08/03/2023

Reynaldo Passanezi Filho: Nascido em 1965, é graduado pelo *Senior Executive Program*, curso principal da Escola de Pós-Graduação de Negócios da Universidade de Stanford (julho-agosto de 2018), e participou do curso de CEO da Fundação Getúlio Vargas em gestão empresarial de março de 2015 a julho de 2017. Possui: doutorado em economia pela Universidade de São Paulo (1995-2000); mestrado em economia pela Universidade de Campinas (1987-92) com distinção, pela dissertação em Organização Industrial sobre o tema 'Soluções Financeiras e Privatização para o Aço Brasileiro'; diploma em economia pela Universidade de São Paulo (1983-86) (sexta colocação no exame de entrada na Universidade); e diploma em direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, (1983-89). É membro da Ordem de Advogados do Brasil (OAB). Ele tem ampla experiência em cargos de liderança sênior no setor privado, no setor financeiro e no setor público; excelência em estratégia e gestão, com histórico de sucesso em privatizações, reestruturações e crescimento; sólida qualificação em finanças, fusões e aquisições, com profundo conhecimento da América Latina e infraestrutura, especialmente a energia elétrica.

Dimas Costa: Nascido em 1954, graduou-se em engenharia elétrica pela PUC Minas em 1978. De 1978 a 1980, foi Engenheiro do Departamento de Águas e Energia de Minas Gerais, onde foi Chefe de Divisão de 1980 a 1985. De 1978 a 1980, trabalhou como engenheiro no Departamento de Águas e Energia de Minas Gerais. Na Cemig, em 1985-1987, foi engenheiro na Unidade de Distribuição; de 1987 a 1995, ele foi assistente na Unidade Sênior de Gerenciamento de Desenvolvimento e Planejamento de Energia; de 1995 a 1998 foi gerente do Departamento de Desenvolvimento

Energético; de 1998 a 2007, gerente de vendas para clientes corporativos; de 2007 a 2010, gerente geral de vendas para clientes; e em 2011 a 2013, gerente geral para vendas a clientes com incentivo. Foi diretor e sócio-gerente da Ponta Energia Consultores Associados Ltda, de 2013 a 2016.

Marney Tadeu Antunes: Nascido em 1962, e formado em engenharia elétrica pela Faculdade de Engenharia de Sorocaba, com especialização, pós-graduação e estudos nas áreas de gestão, estratégia, gestão de projetos, custos marginais e tarifas de eletricidade. Ele tem 34 anos de experiência no setor de energia do Brasil. Mais recentemente, foi Diretor de Distribuição da distribuidora de energia elétrica EDP em São Paulo (de 2015 a 2020), e Diretor de Vendas das distribuidoras do Grupo CPFL Energia (2011–2015).

Thadeu Carneiro da Silva: Nascido em 1982, é formado em engenharia mecânica, com pós-graduação em engenharia de comissionamento. Possui também a certificação PMP, mestrado em Energia e doutorado em Energia (em andamento). Tem mais de 17 anos de experiência no setor energético e ocupa atualmente uma posição de diretor executivo de várias empresas energéticas, como a Costa Oeste Transmissora de Energia S. A, a Cutia Empreendimentos Eólicos S.A e a Marumbi Transmissora de Energia S.A.

Marco da Camino Ancona Lopez Soligo: Nascido em 1968, é formado em economia pela USP (Universidade de São Paulo), com MBA em administração e gestão com ênfase em marketing da Université Catholique de Louvain, e Especialização em Direito Social. Tem mais de 25 anos de experiência em empresas brasileiras de energia, sendo 3 anos como presidente, 16 anos em departamentos corporativos, financeiros e de governança, e 9 anos em crédito, empresas, pesquisa de renda variável e modelagem financeira em bancos de investimento nacionais e internacionais (Brasil, Estados Unidos e Europa). Serviu como CEO e CFO de empresas com ações negociadas na B3. Ele tem: (i) experiência significativa em privatizações, M&A, controladoria e planejamento financeiro, reestruturação da dívida, governança empresarial, risco e controles internos, e investimento em participações; e (ii) um sólido contexto acadêmico adicional, com livros publicados e resenhas literárias, e competência em cinco línguas (português, inglês, francês, espanhol e italiano).

Leonardo George de Magalhães: Formado em contabilidade, Sr. Leonardo George de Magalhães é funcionário da Cemig há mais de 30 anos. Desde 2008 ele trabalha na Controladoria, com múltiplas responsabilidades executivas no Departamento Financeiro, incluindo contabilidade, planejamento fiscal, planejamento financeiro, orçamento, avaliação de investimentos, gerenciamento de caixa e previsão de resultados.

Cristiana Maria Fortini Pinto e Silva Possui graduação em Direito pela Universidade Federal de Minas Gerais (1995) e doutorado em Direito pela Universidade Federal de Minas Gerais (2003). Professor dos cursos de Mestrado, Doutorado e Graduação da Faculdade de Direito da UFMG. Professor da Faculdade Milton Campos. Visiting Scholar na George Washington University. Professor Visitante da Universidade de Pisa. Presidente do Instituto Brasileiro de Direito Administrativo (IBDA). Atualmente é representante de MG no Instituto Brasileiro de Direito Sancionador (IDASAN) e Diretora do Instituto Brasileiro de Estudos de Infraestrutura (IBEJI) em Minas Gerais. Membro do painel de árbitros/mediadores - Painel de Mediadores e Árbitros do Centro Brasileiro de Conflitos Económicos. Editor-chefe da Rbep, Revista Brasileira de Estudos Políticos da Universidade Federal de Minas Gerais. Colunista do Conjur. Foi Presidente da Comissão de Parcerias Público-Privadas da OAB/MG (Ordem dos Advogados de MG). Foi Presidente da Comissão de Direito Administrativo da OAB/MG. Foi Presidente do Instituto Mineiro de Direito Administrativo (IMDA) e Diretora do Instituto Brasileiro de Direito Administrativo (IBDA). Foi Procuradora-Geral Adjunta de Belo Horizonte. Foi Controladora Geral de Belo Horizonte.

B. Remuneração

Remuneração dos membros do Conselho de Administração e dos Diretores

Os custos totais com o pessoal chave, composto pela Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração em 2023, 2022 e 2021 encontram-se dentro dos limites aprovados em Assembleia Geral e seus efeitos no resultado destes exercícios são demonstrados na tabela abaixo:

(em milhares de Reais)	2023	2022	2021
Remuneração	29	29	28
Participação nos resultados (reversão)	7	6	4
Benefícios assistenciais	2	2	2
Total	38	37	34

Não existe qualquer contrato entre a Cemig ou suas subsidiárias integrais ou afiliadas e qualquer conselheiro ou diretor da Cemig que conceda qualquer tipo de benefício de aposentadoria, exceto o plano de aposentadoria da Forluz e do plano de saúde Cemig Saúde, o qual se aplica a diretores (contanto que estejam qualificados de acordo com as normas e regulamentos da Forluz) nos mesmos termos que para outros funcionários.

C. Conselhos

O Conselho Fiscal

Nos termos do estatuto social da Cemig, seu Conselho Fiscal funcionará permanentemente. Estabelece reuniões mensais ordinárias, e reuniões extraordinárias sempre que necessário. É composto por cinco membros, e seus respectivos suplentes, eleitos pelos acionistas na Assembleia Geral, para um mandato de dois anos. Um membro pode ser reeleito no total de duas vezes. Os titulares das ações preferenciais, como grupo, têm o direito de eleger um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Um único acionista minoritário de ações ordinárias, ou um grupo de acionistas minoritários de ações ordinárias, com uma participação conjunta de pelo menos 10% do total de ações, tem o direito de eleger um membro do Conselho Fiscal e o correspondente suplente. A maioria dos membros será eleita pelo acionista controlador e pelo menos um membro será um funcionário público. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, independente da administração e dos auditores externos independentes designados pelo Conselho de Administração, é revisar as demonstrações financeiras consolidadas e reportar sobre elas aos acionistas. O Conselho Fiscal também é responsável por opinar sobre quaisquer propostas da administração a serem submetidas à Assembleia Geral de Acionistas relacionadas a: (i) alterações no capital social; (ii) emissão de debêntures ou bônus de subscrição; (iii) investimento de capital e orçamentos; (iv) distribuições de dividendos; (v) mudanças na estrutura corporativa; ou (vi) reorganizações acionárias, tais como incorporações, fusões e cisões. O Conselho Fiscal também examina as atividades da administração e reporta sobre elas aos acionistas.

Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos termos expiram na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2024, são os seguintes:

Nome	Posição	Data da primeira eleição
Carlos Roberto de Albuquerque Sá (1)	Presidente	29/04/2024
Carlos Alberto Arruda de Oliveira (1)	Membro suplente	29/04/2024
Pedro Bruno Barros de Souza (1)	Membro	11/12/2023
Rodrigo Rodrigues Tavares (1)	Membro suplente	15/12/2023
Lucas Vasconcelos Gonzalez (1)	Membro	11/12/2023
Luiz Fernando Medeiros Moreira (1)	Membro suplente	11/12/2023
Michele da Silva Gonsales Torres (2)	Membro	31/07/2020
Paulo Roberto Bellentani Brandão (2)	Membro suplente	29/04/2024
João Vicente Silva Machado (3)	Membro	29/04/2022
Ricardo José Martins Gimenez (3)	Membro suplente	29/04/2022

(1) Nomeado pelo Estado de Minas Gerais (como acionista controlador).

(2) Nomeado pelos detentores de ações preferenciais.

(3) Nomeado pelos detentores de ações minoritárias com direito a voto.

Abaixo apresentamos uma breve biografia de cada membro do nosso Conselho Fiscal:

Carlos Roberto de Albuquerque Sá, nascido no Rio de Janeiro, membro do Conselho Fiscal do Itaú/Unibanco Holding (abril/2016, até março/2019); Conselheiro Fiscal do Banco do Brasil (2014 e 2015); Conselheiro e Presidente do CoAud da Caixa Econômica Federal (junho/2020 a janeiro/2023); Membro do Conselho Fiscal da Marfrig Global Foods

(abril/2016 a março/2019); Coordenador do Comitê de Auditoria da M.Dias Branco S.A. (2018 até novembro/2021); Coordenador do Comitê de Auditoria das Lojas Marisa (abril/2011 a abril/2021); Membro do Comitê de Auditoria da Mobly S.A. (2021 até abril/2023); Conselheiro Fiscal Suplente na CEMIG (abril/2018 até abril/2022); Conselheiro Fiscal da Hapvida (abril/2022 a abril/2023); Coordenador do Comitê de Auditoria da Camil Alimentos S.A. (abril/2018 até o momento); Consultor Consultivo da Agrofoods/Polifrigor. (2021 até o presente); Comitê de Auditoria da Caixa Seguridade (SX6) (setembro/2022 a dezembro/2023); Conselheiro e Coordenador do Comitê de Auditoria do Metrô de São Paulo (abril/2023 até o presente).

Carlos Alberto Arruda de Oliveira. Experiência anterior: FAPEMIG – Fundação de Apoio a Minas Gerais, Brasil. Setor de atividade: Promoção da ciência, tecnologia e inovação. Presidente 2023; CFEG – Cambridge Family Enterprise Group, Brasil. Ramo de atuação: consultoria em governança, sucessão de empresas familiares. 2021 - 2023 Consultor Associado; Fundação Dom Cabral, Brasil. Setor de atividade: educação executiva. 2022 Professor Associado de Inovação e Competitividade; 2001 - 2021 Professor de Inovação e Competitividade; 2004 - 2021 Diretor Executivo do Centro de Inovação e Empreendedorismo; 2018 - 2023 Diretor da PGA FDC & INSEAD; 2012 - 2015 Diretor Adjunto de Parcerias; 2009 - 2013 Diretor Executivo do Conselho Internacional; 2001 - 2008 Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento e Relações Internacionais; 1996 - 1998 Diretor do Programa de MBA; 1994 - 1998 Professor de Internacionalização e Competitividade Centro de Comércio Internacional UNCTAD e OMC, Suíça. Indústria: Agência internacional dedicada ao desenvolvimento do comércio internacional em países menos desenvolvidos 1998 - 2001 Oficial Sênior de Formação; Escola de Pós-Graduação em Administração da Austrália UNSW, Austrália. Ramo de atividade: ensino superior 1993 - 1993 Professor Convocado; ENGECOL Ltda, Brasil. Ramo de atividade: consultoria contábil e financeira para pequenas e médias empresas 1983 - 1988 Sócio fundador e diretor executivo; Paulo Abib Engenharia / VALE, Brasil. Ramo de atividade: projetos de engenharia para o setor mineiro 1980 - 1983 Engenheiro de Projetos.

Pedro Bruno Barros de Souza, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES (Administração Pública - Setor Financeiro) - Superintendente de Parcerias em Infraestrutura Social e Serviços Ambientais (abr/2022 a fev/2023); Superintendente de Relações Governamentais e Institucionais (ago/2019 a abr/2022); e, Presidência da República (Administração Pública) – Programa de Parcerias de Investimentos – PPI – Secretário de Coordenação de Energia, Mineração e Aeroportos, Secretário de Articulação de Políticas Públicas, Diretor do Programa (2016-2019).

Rodrigo Rodrigues Tavares, nascido em 1985, é Diretor Geral do Departamento de Estradas e Rodovias de Minas Gerais - DER/MG (08/2022 - atual); Assessor do Diretor do Departamento de Estradas e Rodovias de Minas Gerais – DER/MG (04/2022 a 08/2022); Assessor da Presidência da Companhia de Recursos Minerais – CPRM – Serviço Geológico Brasileiro (11/2017 a 06/2019); Gerente de Desenvolvimento da CPRM - Serviço Geológico Brasileiro (04/2016 a 05/2017).

Lucas de Vasconcelos Gonzales, Conselheiro Consultivo do Grupo Transpes, Betim (fevereiro de 2020 - presente); Deputado Federal no Congresso Nacional, Brasília (fevereiro de 2019 - janeiro de 2023); Diretor de Operações - COO do Grupo Transpes, Betim (agosto 2013 - março 2018); Supervisor Operacional do Grupo Transpes, Betim (fevereiro de 2011 - julho de 2013).

Luiz Fernando Medeiros Moreira, Conselheiro Fiscal da Companhia Mineira de Gás – GASMIG (junho-atual); Diretor Adjunto de Compliance, Riscos Corporativos e Controles Internos da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (outubro de 2019 a junho de 2023); Diretor Geral (CEO) da STOLA do Brasil LTDA. (dezembro de 2018 – setembro de 2019); Diretor Administrativo Financeiro da STOLA do Brasil LTDA. (abril de 2016 – novembro de 2018).

Michele da Silva Gonsales Torres, nascida em 1983, é formada em Direito com especialização em Direito Corporativo pela Universidade Mackenzie. Trabalhou como especialista em *Compliance* na LEC-Legal, Ética e Cumprimentos e, desde 2015, é membro do Comitê de Compliance da IASP/SP, responsável por contratos e compliance em gestão de escritório na ALFM Advogados. Ela trabalhou por muitos anos como gerente jurídica de uma companhia de construção e engenharia de médio porte, atuando na área de gestão de riscos da empresa, tendo elaborado o Código de Conduta e implantado o Programa de Compliance. É também especialista em análise, preparação e gestão de toda a gama de contratos, preparação de transações corporativas e planejamento jurídico estratégico para transações. Foi membro do Conselho Fiscal da Cemig em 2018-2019 e foi reeleita em 2020 e 2022. Em 2020-2021 foi membro do Conselho de Administração da Light S.A.

Paulo Roberto Bellentani Brandão. Experiência anterior: Mesquita Pereira Advogados – Escritório de Advocacia (novembro de 2001 a maio de 2018); Membro do Comitê de Mercado de Capitais do IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa. Atualmente Advogado Corporativo – Sócio da Alves Ferreira & Mesquita Sociedade de Advogados – escritório reconhecido por sua atuação no Mercado de Capitais e diversas operações societárias. Amplo conhecimento das normas da CVM – Comissão de Valores Mobiliários. Atuação em Conselhos Fiscais de grandes empresas. Graduado em Direito pela Universidade Paulista – UNIP, pós-graduado pela Fundação Getúlio Vargas - GV Direito em Estruturas e Operações Empresariais, turma 2018. GV Direito Curso Mercado de Capitais, turma 2012. Membro do Comitê de Comunicação e Mercado de Capitais do IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa. Membro Titular do Conselho Fiscal – AES BRASIL (2019 – 2020); Membro Suplente do Conselho Fiscal – CSN (2021 – 2022); Membro Titular do Conselho Fiscal - Usiminas (2022 – 2023); Membro Suplente do Conselho Fiscal - Forjas Taurus (2023 – 2024); Membro Suplente do Conselho Fiscal - Eletrobrás (2023 – 2024); Membro Suplente do Conselho Fiscal – Brasken (2023 – 2024).

João Vicente Silva Machado, nascido em 1983, é advogado. Trabalhou como Diretor de Gabinete, cargo de gestão, no Gabinete de Juiz da Terceira Câmara de Direito Comercial do TJSC, de novembro de 2015 a fevereiro de 2017, e depois como consultor jurídico no gabinete de um membro da IV Câmara de Direito Público do TJSC, até julho de 2020. Desde essa data, ocupou cargos de gestão em empresas privadas e exerceu advocacia com foco na governança corporativa. É membro do Conselho Fiscal da Eternit S.A. desde 2020, e de 2019 a 2020 foi membro suplente do Conselho Fiscal da Tecnisa S.A.

Ricardo José Martins Gimenez, nascido em 1967, é sócio na ALFM – Alves Ferreira & Mesquita Sociedade de Advogados, desde julho de 2015, atuando como advogado, administrador e consultor financeiro, em assuntos incluindo gestão, controle de ponto, demissão e admissão.

Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria é um órgão consultivo independente, de constituição permanente, com dotação orçamental própria. Tem por objetivo aconselhar e assessorar o Conselho de Administração, ao qual se reporta. Também é responsável por outras atividades que lhe sejam atribuídas pela legislação.

As principais atividades desenvolvidas pelo Comitê de Auditoria estão relacionadas a: (i) supervisão das atividades de auditores independentes, (ii) supervisão das atividades desenvolvidas nas áreas de controle interno, da auditoria interna e da preparação das demonstrações financeiras consolidadas da sociedade, e (iii) monitorar a qualidade e integridade dos mecanismos de controle interno, as demonstrações financeiras consolidadas, e informações e mensurações divulgadas pela Companhia.

O Comitê de Auditoria é composto por 4 (quatro) membros, todos independentes, indicados e eleitos pelo Conselho de Administração, na primeira reunião que se realizar após a Assembleia Geral Ordinária, para mandatos de 3 (três) anos, não coincidentes, sendo permitida 1 (uma) reeleição.

É conferido ao Comitê de Auditoria autonomia operacional para conduzir ou determinar a realização de consultas, avaliações e investigações dentro do escopo de suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

O Comitê de Auditoria deverá possuir meios para receber denúncias, inclusive de caráter sigiloso, internas e externas à Companhia, em matérias relacionadas à sua competência.

O Comitê de Auditoria poderá exercer suas atribuições e responsabilidades junto às subsidiárias integrais e controladas da Cemig que vierem a adotar o regime de compartilhamento de Comitê de Auditoria Comum.

Nome	Cargo
Roberto Tommasetti	Membro/ Especialista financeiro
Roberto Cesar Guindalini	Membro
Pedro Carlos de Mello	Coordenador

Abaixo está uma breve biografia de cada membro do nosso Comitê de Auditoria:

Roberto Tommasetti, nascido em Itália em 1973, tem cidadania brasileira, e é Contador Público Certificado em ambos os países. É formado em Economia pela Universidade de Nápoles (Itália); Mestre em Ciências Contábeis e Atuariais pela Universidade Católica de São Paulo; e possui doutorado em Contabilidade pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e Pós-Doutorado em Contabilidade e Controle pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro. É professor de cursos de graduação e pós-graduação em contabilidade na UFRJ, e autor e revisor de revistas e congressos de contabilidade. É certificado como membro de Conselhos de Administração, Conselhos de Auditoria e Conselhos Fiscais pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC); tem experiência como membro desses conselhos em várias empresas. Foi CFO, Diretor Executivo e Auditor Independente.

Roberto Cesar Guindalini, nascido em 1964, é formado em Ciências Contábeis. Diretor Financeiro da Kallan Calçados Ltda, em São Paulo SP – outubro/2021 – atualmente. Responsável pelas áreas de Tesouraria, Contabilidade e Gestão Societária, Fiscal, Prevenção de Perdas, Expansão e Instalações; Alpargatas S/A - Gerente Geral de Auditoria - São Paulo SP (01/2010 - 04/2020), responsável pela gestão da área de auditoria interna nas operações da Companhia (Brasil, Argentina, EUA e Europa).

Pedro Carlos de Mello, nascido em 1952, é formado em contabilidade pela Associação de Ensino Unificado do Distrito Federal (AEUDF), e é formado em economia pela Faculdade de Ciências Políticas e Economia de Cruz Alta. Possui MBA em controladoria pela Fipecafi (Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras da Universidade de São Paulo – USP); MBA em formação de executivos pela Coppead (Instituto de Pós-Graduação em Pesquisa em Gestão da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ); e pós-graduado em contabilidade, custos e auditoria pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Para a Unidade de Gerenciamento Contábil do Banco do Brasil S.A. em Brasília (DF), ele foi Contador Geral de abril de 2007 a março de 2009; Gerente Executivo da Gerência de Acompanhamento e Evidenciação das Subsidiárias no País e Dependências no Exterior (Gesex) de abril de 1999 a abril de 2007; e Contador Geral substituto, nas ausências regulamentares do titular, na Contadoria (em Brasília), de 1998 a abril de 2007. Foi Coordenador Geral de Informações Gerenciais da Diretoria de Análise Técnica (Ditec) da Superintendência Nacional de Previdência Complementar – Previc em 2014, e membro suplente do Conselho Fiscal da Usiminas em 2016 e 2017. Desde 2016 é membro do Comitê de Auditoria do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG).

D. Funcionários

Em 31 de dezembro de 2023, tínhamos 4.917 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 201 eram de nível gerencial. Em 31 de dezembro de 2022, contávamos com 4.969 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 192 eram de nível gerencial e 10 foram contratados para prestação de serviços terceirizados temporários. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos 5.025 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 190 eram de nível gerencial e 52 foram contratados para prestação de serviços terceirizados temporários.

A tabela a seguir apresenta nossos funcionários por categoria, nas mencionadas datas:

Número de funcionários em 31 de dezembro de	2023 (1)	2022 (2)	2021 (3)
Gerentes	201	192	190
Quadro de profissionais	1.063	1.139	1.113
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	3.653	3.638	3.722
Total	4.917	4.969	5.025

- (1) Em 2023, foram contratados 228 funcionários e 278 saíram da CEMIG.
- (2) Em 2022, foram contratados 377 funcionários e 429 saíram da CEMIG.
- (3) Em 2021, foram contratados 235 funcionários e 467 saíram da CEMIG.

Sindicatos

Ao longo do ano são realizadas reuniões para negociação coletiva com os sindicatos que representam os empregados. Os Acordos Coletivos de Trabalho (ACTs) que resultam destas reuniões abrangem reajustes salariais, benefícios, direitos e deveres da relação laboral, e entram em vigor a partir de 1 de novembro de cada ano até ao final do ano. validade de cada respectivo Acordo Coletivo de Trabalho.

As negociações entre a Empresa e os Sindicatos para o Acordo Coletivo de Trabalho 2023/2025 foram concluídas com vigência de 1º de novembro de 2023 a 31 de maio de 2025.

No acordo coletivo de trabalho 2023/2025, a empresa e os sindicatos acordaram um reajuste dos benefícios econômicos para garantir a reposição das perdas decorrentes da inflação no período, com reajuste de 4,14%, que corresponde ao índice inflacionário integral acumulado nos últimos 12 meses anteriores à data base, além de garantir a correção de salários e benefícios.

O acordo reafirmou benefícios como: fixação de teto para concessão de auxílio financeiro para capacitação em cursos técnicos ou de graduação; adiantamento da primeira parcela do 13º salário anual; benefícios assistenciais; libertação de dirigentes sindicais e estabilidade provisória no emprego; e verbas para concessão de alterações salariais de acordo com o Plano de Cargos, Carreiras e Remuneração (PCCR).

Houve a introdução de um novo benefício: o regime de trabalho híbrido para empregados que exercem atividades administrativas, que consiste na combinação das modalidades presencial e remota, para pessoas com deficiência, com doenças graves, gestantes e lactantes.

A flexibilidade no intervalo para refeição/descanso é também um novo benefício incluído neste acordo coletivo, que permite o cumprimento de pelo menos 30 minutos de intervalo, nos termos da legislação laboral em vigor.

Na saúde e segurança no trabalho, os empregados têm garantidos os seguintes benefícios: Comissões Internas de Prevenção de Acidentes (CIPAs) regulamentadas, com participação dos sindicatos; inventário médico de saúde; fiscalização das empresas contratadas quanto à segurança do trabalho; e notificação de acidentes graves ou fatais. Durante as negociações do ACT 2023/2025, ocorreu uma paralisação de 10 dias com a participação de cerca de 0,33% dos colaboradores. Em caso de greves, a CEMIG dispõe de um Comitê Operacional de Emergência, criado com o objetivo básico de estabelecer um Plano de Contingência para manutenção de nossos serviços essenciais; A CEMIG possui um Comitê de Contingência Operacional que visa estabelecer um Plano de Contingência para continuidade de seus serviços essenciais.

Remuneração

A Cemig remunera e beneficia seus funcionários de forma competitiva, em consonância com as melhores práticas do mercado.

A estratégia de remuneração da Cemig reflete um posicionamento compatível e competitivo com o mercado, com benefícios e programas para o bem-estar dos seus empregados. Desta forma, a Cemig possui um Plano de Cargos e Remunerações (PCR), no qual os cargos estão descritos com base em sua natureza e complexidade, bem como nos requisitos de conhecimentos necessários para os desempenhos das funções. As remunerações são definidas considerando as avaliações de cargos, feitas de acordo com uma metodologia específica. Esse plano é orientado para atrair, desenvolver, reter e valorizar os melhores talentos profissionais da Companhia necessários à condução do negócio da Cemig, preservando a cultura, o alinhamento aos objetivos empresariais, e a competitividade e longevidade no mercado onde atua, sem perder de vista as particularidades de seu segmento de atuação e o compromisso dos funcionários com o resultado do seu trabalho. Além disso, o Plano de Cargos e Remunerações estabelece critérios para concessão de progressões horizontais e verticais, que contemplam, entre outros fatores, o desempenho do empregado.

O atual PCR foi implementado em junho de 2022 com o objetivo de fornecer a empresa instrumentos de remuneração considerados necessários para manter uma estrutura de pagamentos justa e competitiva, definindo assim, critérios sólidos para as movimentações de pessoal entre áreas da Companhia, e promoções.

A tabela a seguir apresenta a média mensal do salário-base e remuneração total, por categoria funcional da Cemig, em 31 de dezembro de 2023:

31 de dezembro de 2023 (R\$)	Salário-base médio mensal	Remuneração média mensal
Gerentes	24.529.21	38.029.55
Quadro de profissionais	13.637.73	16.072.64
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	6.357.17	9.615.26

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade

A Cemig possui um programa de participação nos lucros e resultados com funcionários, de acordo com a legislação trabalhista brasileira aplicável. A distribuição dos lucros ocorre apenas se forem alcançadas, em conjunto, pelo menos 70% das metas corporativas e pelo menos 70% dos lucros previstos no orçamento, observando-se o peso relativo a cada um dos indicadores corporativos e operacionais.

Em 2023, o acordo coletivo de distribuição de lucros ou resultados estabeleceu um pagamento máxima para certos salários, abrangendo no programa todos os trabalhadores, incluindo cargos de gestão. Para se qualificar para receber essa parcela, a Cemig monitora e calcula um conjunto de indicadores corporativos e indicadores específicos para cada gerente, vinculados aos desafios do negócio e à sustentabilidade econômica e financeira da empresa.

O cálculo da distribuição da participação nos lucros terá como base o Resultado dos Indicadores, e o pagamento será feito 100% na proporção da remuneração individual de cada empregado entre todos os empregados representados pelas entidades signatárias do referido acordo.

A cesta de indicadores para 2023 contém 6 indicadores corporativos e 3 a 4 indicadores específicos, de acordo com as especificidades de cada área.

Benefícios

A Cemig concede aos seus funcionários uma gama de benefícios, como reembolso de despesas relacionadas com deficiência dos funcionários e/ou dependentes, assistência funerária em caso de morte de funcionário ou de seus dependentes diretos, e pagamento de parte da contribuição para o plano de previdência complementar. Em 2023, foram pagos R\$ 176 milhões em benefícios a empregados, sendo R\$ 82 milhões em contribuições para o plano de pensão e R\$ 94 milhões em benefícios de assistência

Programas de demissão voluntária

Em dezembro de 2022, a Companhia aprovou o Programa de Demissão Voluntária para 2023 (“PDVP 2023”). Todos os funcionários foram elegíveis para aderir ao programa.

O programa prevê o pagamento de verbas rescisórias: valores proporcionais ao saldo de salários, férias, gorjeta de férias, gratificação especial e 13º salário. Para tornar o programa mais atrativo, a empresa concedeu uma premiação adicional conforme tabela abaixo:

Anos na Cemig	Múltiplos a cada ano
Entre 0 e 15	20% da remuneração por cada ano de trabalho
Entre 16 e 24	30% da remuneração por cada ano de trabalho
Maior ou igual a 25	Montante fixo de 12 remunerações

Neste Programa, o contrato de trabalho foi rescindido por desligamento da Companhia ‘a pedido’, nos termos dos artigos 477 e 487 da Consolidação das Leis do Trabalho. Ou seja, não houve pagamento das multas por (i) desligamento do FGTS (Fundo de Garantia por Tempo de Serviço) e (ii) aviso prévio.

O programa foi aceito por 154 colaboradores, e a Companhia espera economizar cerca de R\$ 37,2 milhões por ano.

Saúde e segurança

Como resultado das diversas iniciativas e programas da CEMIG, com foco em saúde e segurança no trabalho, os indicadores de acidentes têm apresentado redução significativa nos últimos anos.

O indicador corporativo Taxa de Frequência de Acidentes de Trabalho com Afastamentos ('TFA') da força de trabalho, atingiu 1,13 acidentes por milhão de horas trabalhadas em dezembro de 2023, um dos melhores resultados alcançados pela Companhia nos últimos oito anos. Representa uma queda de 23,6% em relação à taxa alcançada em 2022 (1,48) e de 3,4% em relação ao resultado de 2021 (1,17). O TFA em 2023 ficou 1,8% acima do limite de 1,11 estabelecido pela Companhia.

Em 2023 a Companhia teve seu quadro de funcionários (trabalhando simultaneamente) aumentado 10,0% em relação a 2022 devido ao fim do ciclo DDP – Plano de Desenvolvimento da Distribuição. O pico de colaboradores trabalhando simultaneamente em 2023 foi de 31.270 pessoas, em comparação com 28.435 em 2022.

E. Titularidade de ações

Nenhum dos nossos diretores ou executivos possui, numa base individual, 1% ou mais das nossas ações ordinárias ou preferenciais (incluindo ADSs que representam ações ordinárias ou preferenciais), nem do nosso capital social total.

F. Divulgação de ação de um registrante para recuperar uma compensação atribuída erroneamente

Não aplicável.

Item 7. Principais acionistas e Transações com partes relacionadas.

A. Principais acionistas

Em 31 de março de 2024, o governo do Estado de Minas Gerais era titular, direta e indiretamente, de 375.031.302 ações ordinárias, ou 50,97% das ações da CEMIG com direito a voto. Na mesma data, a FIA Dinâmica Energia, nosso segundo maior acionista, detinha 236.373.892 ações ordinárias, ou 32,12% dessa classe de ações, e 115.106.154 ações preferenciais, ou 7,75% dessa classe de ações.

A tabela abaixo apresenta informações sobre a titularidade das ações ordinárias e preferenciais da CEMIG em 31 de março de 2024:

Acionista	Ações ordinárias	% da classe	Ações preferenciais	% da classe
Governo do Estado de Minas Gerais (1)	375.031.302	50,97%	35.566.346	2,43%
FIA Dinâmica Energia	236.373.892	32,12%	115.106.154	7,85%
BNDES Participações S/A – BNDESPar	82.007.784	11,14%	—	0,00%
Black Rock	—	—	217.550.174	14,84%
Total dos membros do Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal	14.947	0,00%	144.574	0,01%
Outros	42.419.597	5,76%	1.096.309.754	74,81%
Total de ações	735.847.522	100,00%	1.464.677.002	99,94%
Ações em tesouraria	102	0,00%	846.062	0,06%
Total de ações emitidas	735.847.624	100,00%	1.465.523.064	100,00%

(1) As ações atribuídas nesta rubrica ao Governo do Estado de Minas Gerais incluem ações detidas pela sociedade por ações Minas Gerais Participações S.A., e por outras agências do Governo Estadual e companhias controladas pelo Estado de Minas Gerais.

Desde a constituição da Cemig, as suas operações foram influenciadas pelo fato de ser controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais. As operações tiveram e continuarão tendo importante impacto no desenvolvimento do comércio e indústria de Minas Gerais e nas condições sociais do Estado. O Governo do Estado de Minas Gerais, ocasionalmente no passado, orientou a companhia a dedicar-se a certas atividades e efetuar certos dispêndios destinados especificamente a promover os objetivos sociais, políticos ou econômicos do Governo do Estado de Minas Gerais e não necessariamente destinados à geração de lucros para a Cemig, e existe a possibilidade de o governo do estado voltar a nos orientar neste sentido no futuro. Veja a seção Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relacionados à Cemig – Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual pode ter interesses diversos dos interesses dos outros investidores, e até mesmo da Companhia.

Em 31 de março de 2024, a Cemig possuía um detentor de ações ordinárias representadas por ADRs registrado nos Estados Unidos, que detinha um total de 907.073 ações ordinárias; e 12 detentores de ações preferenciais representadas por ADRs registrados nos Estados Unidos, representando um total de 192.886.535 ações preferenciais.

Embora nosso Estatuto Social não ofereça restrições referentes a uma mudança de controle da Cemig, de acordo com a legislação do Estado de Minas Gerais, para que tal mudança ocorra é exigida uma lei estadual autorizando a alteração do controle. Como a Cemig é controlada pelo Estado de Minas Gerais, qualquer venda que tem como resultado que o Governo Estadual não mais detenha mais de 50% do capital com direito a voto da Cemig (ou qualquer outra transação que possa transferir o controle da Cemig, seja totalmente ou parcialmente) exige: (a) a aprovação pelo poder legislativo de Minas Gerais de legislação que especificamente autorize esta mudança, aprovada por no mínimo 60% dos membros da Assembleia Estadual; e (b) aprovação pelos cidadãos locais em um referendo.

Em 30 de junho de 2022, o Fundo FIA Dinâmica Energia nos notificou que tinha aumentado a sua participação nas ações ordinárias da Cemig para 221,306,092, o equivalente naquela data a 30,07% das ações votantes da Cemig, e aumentou a sua participação de ações preferenciais para 122,302,254, equivalente, na data, a 8,34% das ações preferenciais.

Em 10 de abril de 2023, a BlackRock, Inc. (“BlackRock”) nos comunicou que em 4 de abril de 2023 aumentou sua participação acionária na CEMIG para 10,015% do capital total da Companhia. Em 16 de agosto de 2023, a BlackRock nos comunicou que reduziu sua participação em ações da CEMIG para 9,88% do capital total da Companhia, sendo 198.345.419 ações preferenciais e 19.204.755 American Depositary Receipts (“ADRs”), representando 19.204.755 ações preferenciais, totalizando 217.550.174. ações preferenciais, representando 14,84% do total de ações

preferenciais de emissão da Companhia, e 12.662.091 instrumentos financeiros derivativos referenciados em ações preferenciais com liquidação financeira, representando aproximadamente 0,86% do total de ações preferenciais de emissão da Companhia.

Não temos conhecimento de quaisquer outras alterações significativas nos percentuais de ações detidas por detentores de 5% ou mais de nossas ações com direito a voto em circulação durante os últimos três anos.

B. Transações com partes relacionadas

Durante o curso normal de nossos negócios, realizamos transações com partes relacionadas, algumas das quais são de natureza recorrente. Segue abaixo um resumo das transações relevantes que realizamos com nossos principais acionistas e suas coligadas.

A Cemig é parte nas seguintes transações com partes relacionadas (para mais detalhes, consulte a Nota 30 das demonstrações financeiras consolidadas):

- Venda de energia ao governo do Estado de Minas Gerais. O preço do fornecimento é o fixado pela Aneel através de uma Resolução referente ao reajuste tarifário anual da Cemig D. Em 2017, o governo de Minas Gerais assinou um contrato de reconhecimento de dívida com a Cemig D para pagamento de dívida referente ao fornecimento de energia devido e não pago, no valor de R\$ 113 milhões até novembro de 2019. Esses recebíveis possuem como garantia a retenção dos dividendos ou juros sobre capital próprio distribuíveis ao Estado, na proporção de sua participação na Companhia, enquanto perdurar a mora e/ou inadimplência. Em 31 de março de 2021, a Cemig D obteve autorização da Secretaria Estadual de Finanças de Minas Gerais para compensar parte do imposto ICMS pagável ao Estado contra a dívida do governo estadual à Companhia, nos termos da Lei Estadual nº 23.705/2020. Em 31 de dezembro de 2022, as prestações foram pagas;
- A inflação avança contra Futuro Aumento de Capital ('AFAC'), que foi devolvido ao Estado de Minas Gerais. Esses recebíveis possuem garantia na forma de direito da CEMIG de reter dividendos e Juros sobre Capital Próprio de outra forma devidos ao Estado (na proporção da participação acionária do Estado na Companhia), enquanto quaisquer pagamentos estiverem vencidos ou inadimplentes. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2023 e 2022 era de R\$ 13 milhões;
- As transações de energia entre geradoras e distribuidoras foram realizadas em leilões organizados pelo Governo Federal; as transações de transporte de energia, realizadas pelas transmissoras, decorrem da operação centralizada da Rede Nacional realizada pelo Operador Nacional do Sistema ('ONS');
- Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção de usina relacionados aos serviços de transmissão;
- Ações judiciais realizadas e ações judiciais provisionadas decorrentes do acordo firmado entre Aliança Geração (entidade controlada em conjunto), Vale S.A. (empresa na qual possuímos joint ventures em comum) e CEMIG. A ação está provisionada no valor de R\$ 166 milhões (R\$ 156 milhões em 31 de dezembro de 2022), sendo a parcela da Cemig de R\$ 58 milhões (R\$ 55 milhões em 31 de dezembro de 2022);
- Os contratos da Forluz são atualizados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido de juros de 6% a.a. e será amortizado até o exercício social de 2031 (ver Nota 24 às demonstrações financeiras consolidadas);
- As contribuições da Companhia para o fundo de pensão dos empregados participantes do Plano Misto, e calculadas sobre a remuneração mensal, de acordo com o regulamento do Fundo;
- Fundos para despesas administrativas correntes anuais do Fundo de Pensões de acordo com a legislação específica do sector. Os valores são estimados como percentual da folha de pagamento da Companhia;
- Aluguel da sede administrativa da Companhia junto ao Forluz (fundo de previdência dos empregados), com vigência até agosto de 2024 (podendo ser prorrogado a cada cinco anos, até 2034), com atualização anual pela inflação IPCA e preço revisado a cada 60 meses. Em 19 de setembro de 2023, o contrato de locação foi reajustado para cima em 4,61%, correspondente à inflação acumulada pelo IPCA nos 12 meses anteriores;
- Obrigações pós-emprego relativas ao plano de saúde e odontológico dos empregados (CEMIG Saúde). (Ver Nota 24 às demonstrações financeiras consolidadas);

A relação entre a CEMIG e suas investidas está descrita na Nota 16 – Investimentos às demonstrações financeiras consolidadas.

C. Interesses de *Experts* e Advogados

Não aplicável

Item 8. Informações financeiras

A. Demonstrações Financeiras Consolidadas e demais informações financeiras

Consulte nossas demonstrações financeiras consolidadas, que se iniciam na página F-1 deste documento.

Processos judiciais e administrativos

A Companhia (em particular Cemig GT e Cemig D), está envolvida em certos processos judiciais e administrativos relacionados a questões tributárias, regulatórias, de clientes, administrativas, ambientais, trabalhistas e outras, referentes aos negócios que desenvolve. Em conformidade com as regras do IFRS, e tanto quanto esses montantes puderam ser razoavelmente estimados, registramos e divulgamos as quantias dos processos em que temos avaliado a chance de perda como 'provável', e divulgamos as quantias dos processos em que temos avaliado que a chance de perda é 'possível'. Para maiores informações em relação a tais contingências, veja Nota 25 das demonstrações financeiras.

Questões regulatórias

A Cemig e a Cemig D são partes em processos decorrentes de cláusulas dos Contratos de Fornecimento de Energia para iluminação pública, firmados com diversos municípios da área de concessão. Essas ações solicitam a restituição de parte dos valores cobrados nos últimos 20 anos, caso se reconheça no tribunal que esses valores foram cobrados indevidamente. O processo baseia-se em um suposto erro da Cemig na estimativa do tempo utilizado para o cálculo do consumo de energia pela iluminação pública paga pela Contribuição de Iluminação Pública (CIP). Em 31 de dezembro de 2023, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R\$ 1,6 bilhões, e a chance de perda foi avaliada como 'possível', uma vez que, embora a jurisprudência seja amplamente favorável à Cemig, ela não foi definitivamente consolidada.

A Cemig GT entrou com um pedido de inclusão como réu em uma ação movida pela AES Sul contra a Aneel, visando a anulação do Despacho Aneel 288/2002, que estabeleceu as diretrizes para a interpretação da Resolução Aneel 290/2000, e assim, modificou a situação da AES Sul Distribuidora, de credora a devedora do Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessor da atual CCEE. A Cemig GT obteve uma decisão provisória de suspensão do depósito que originalmente havia sido determinado em favor da AES no processo de liquidação financeira, pelo valor histórico. O pedido de adesão como parte foi concedido e a Cemig GT é colitigante com a Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc), no processo principal (Ação Ordinária), resultando na Cemig D podendo apresentar petições e recorrer desta ação, se necessário. Foi interposto um recurso especial perante o STJ contra a decisão que permite a junção da Cemig D, que aguarda julgamento. O presente recurso não impede a Cemig GT de agir no caso em que foi admitida. Foi proferida sentença em primeira instância contra a referida Ação Ordinária, e a AES interpôs recurso, o qual foi deferido. O Acórdão que julgou o Recurso de Apelação foi objeto de Embargos de Declaração por parte da Cemig Geração e Transmissão, que foram julgados (conhecidos e providos em parte para reconhecer que apenas a Aneel deverá arcar com os honorários sucumbenciais). Quanto ao mérito da questão, foi interposto recurso (contra decisão não unânime de um tribunal de recurso), que aguarda julgamento. Em 31 de dezembro de 2023, o valor envolvido na ação era de R\$ 594 milhões, e a chance de perda foi avaliada como 'possível', pois ainda existe a possibilidade de a decisão de segunda instância ser modificada nos recursos que atualmente aguardam julgamento.

A Companhia e suas subsidiárias estão envolvidas em diversos processos administrativos e judiciais, questionando, principalmente: (i) os encargos tarifários cobrados nas faturas relativas ao uso do sistema de distribuição por autoprodutor; (ii) a violação, alegada, de metas de indicadores de continuidade na prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica; e (iii) a majoração tarifária ocorrida durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal denominado 'Plano Cruzado', em 1986. Em 31 de dezembro de 2023 o valor da contingência é de

R\$652 milhões, dos quais R\$52 milhões foram provisionados, sendo esta a estimativa dos recursos provavelmente necessários para liquidar estas discussões.

Impostos e demais contribuições

A Cemig, a Cemig GT e a Cemig D são partes em várias ações judiciais que contestam a aplicabilidade do Imposto Territorial Urbano (IPTU) em imóveis destinados a concessões de serviços públicos. Este é um assunto sobre o qual a jurisprudência não foi estabelecida pelos tribunais superiores. Em 31 de dezembro de 2023 o valor envolvido nestas ações para os quais a chance de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizou R\$2 milhões, e os processos nos quais a chance de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizaram R\$ 184 milhões.

Em 2006, a Cemig, a Cemig GT e a Cemig D adiantaram fundos a alguns de seus funcionários em troca de seus direitos a pagamentos futuros, referidos como ‘Anuênio’. Nenhum valor de imposto de renda ou contribuições à Previdência Social referente a esses pagamentos foi pago, uma vez que o nosso entendimento é que os referidos tributos não seriam aplicáveis. Contudo, a Receita Federal instaurou um processo administrativo que tem como fim a cobrança dos tributos associados a tais pagamentos. Para evitar o risco de imposição de multas, nós ingressamos com dois mandados de segurança, os quais obtiveram decisões desfavoráveis na primeira instância. Nós apelamos e estamos aguardando a decisão do Tribunal de Recursos, sobre a aplicabilidade do imposto de renda. Quanto às Contribuições Previdenciárias, o TRF decidiu contra nós. Apelamos ao Superior Tribunal de Justiça, que ainda não emitiu uma decisão. Em 31 de dezembro de 2023, o valor envolvido nessas ações era R\$319 milhões, e avaliamos a chance de perda como ‘provável’ no montante de R\$142 milhões, tendo em vista a natureza de indenização dos adiantamentos feitos aos funcionários, e a ausência de jurisprudência específica no STJ e no TRF da Primeira Região. Ressaltamos que, no tocante ao Imposto de Renda, tanto o STJ como o TRF da 1ª Região, adotam o entendimento de que não há incidência do imposto sobre parcelas decorrentes da supressão de vantagens por meio de acordo coletivo, uma vez que tais valores possuem caráter indenizatório.

O INSS instaurou um processo administrativo contra a Cemig em 2006 no qual alega o não recolhimento das Contribuições Previdenciárias sobre os valores pagos aos nossos funcionários e diretores a título de Participação nos Lucros e Resultados (PLR), entre os anos 1998 e 2004. Em 2007, foi impetrado mandado de segurança buscando obter declaração de que tais pagamentos de participação nos lucros não estavam sujeitos ao pagamento das Contribuições Previdenciárias. Recebemos uma sentença parcialmente favorável em 2008, declarando a não incidência da contribuição previdenciária sobre os pagamentos realizados aos funcionários a título de participação nos lucros, mantendo, entretanto, a incidência do tributo em relação aos pagamentos da PLR feitos aos nossos diretores. Apelamos à decisão e, em 23 de agosto de 2019, o TRF da primeira região emitiu uma decisão que dá a aprovação parcial para declarar a caducidade dos créditos fiscais relacionados com acontecimentos tributáveis que ocorreram até agosto de 2001, mas negando os outros pedidos. Como resultado dessa decisão, abrimos um novo litígio com o objetivo da produção de evidências. Em 31 de dezembro de 2023, o valor envolvido nesta ação foi avaliado em aproximadamente R\$227 milhões, e avaliamos a chance de perda como ‘provável’.

Além do processo mencionado acima, a Receita Federal instaurou outros processos administrativos contra a Cemig, a Cemig GT, a Cemig D e a Rosal Energia S.A., relativamente às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: Participação nos Lucros e Resultados; o Programa de Alimentação do Trabalhador (PAT); auxílio-educação; bônus por tempo de serviço; pagamentos adicionais especiais de aposentadoria; tributos com exigibilidade suspensa; pagamentos de hora extra; adicionais de periculosidade; questões relacionadas a programas de apoio a trabalhadores Sest e Senat; doações; patrocínios; e multas por descumprimento de obrigação acessória. Apresentamos as defesas e aguardamos o julgamento. Em 31 de dezembro de 2023, o valor envolvido nessas ações foi de R\$1,7 bilhão. Em decorrência da decisão do TRF da 1ª Região mencionada acima, os valores cuja probabilidade de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizaram R\$1,2 bilhão; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizaram R\$501 milhões.

A Cemig, a Cemig GT, a Cemig D e a Sá Carvalho S.A. são partes em processos administrativos relacionados ao IRPJ e à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). Em 31 de dezembro de 2023, o valor envolvido nessas ações era avaliado em R\$ 587 milhões, e a chance de perda avaliada como ‘possível’. Os avisos de infração relativos à Contribuição Social (CSLL) se devem, em especial, às empresas terem excluído, de sua base de cálculo declarada para esse tributo, valores relacionados a: (i) doações e patrocínios culturais e artísticos; (ii) pagamentos de multas punitivas;

(iii) tributos com exigibilidade suspensa; e (iv) despesas com amortização de ágio, uma vez que não há previsão legal sustentando a tributação dos valores informados nesta rubrica. Os autos de infração referentes ao imposto de renda de pessoa jurídica devem-se ao fato de que, no cálculo do Lucro Real, as empresas consideraram como despesa os valores gastos em inovação tecnológica, nos termos da Lei nº 11.196/05. O Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTI), que inicialmente, devido à falta de informações, não havia reconhecido essa categorização legal de tais valores, está revendo suas opiniões jurídicas agora que está de posse das informações enviadas pelas companhias.

A Receita Federal do Brasil autou a Parati – Participações em Ativos de Energia Elétrica, coligada da Cemig, e, na condição de responsável solidária de fato, a própria Cemig, relativamente a Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) supostamente incidente sobre o ganho de capital na alienação de bens e direitos no Brasil por não residente, na qualidade de responsável legal pela retenção e recolhimento do referido tributo. A operação em questão corresponde à compra, pela Parati, e venda, pela Enlighted, em 7 de julho de 2011, de 100% da Lepsa LLC (empresa com sede em Delaware, EUA). A Lepsa LLC também era proprietária de 75% das quotas do Luce Brasil Fundo de Investimento em Participações S.A. (FIP Luce), que por sua vez era detentor indireto, através da Luce Empreendimentos e Participações S.A., de 13,03% do capital total e votante de emissão da Light (que tem apenas ações ordinárias). Após certas operações, a Parati tornou-se titular direta de 100% das ações da Luce Empreendimentos e Participações S.A. ('Lepsa'), que, por sua vez, foi titular de 13,03% do capital total e votante da Light. Após sucessivas transações societárias, a Parati foi incorporada pela Cemig, a qual, conseqüentemente, sucede à sua posição neste processo. Em 2 de maio de 2016, o Departamento de Julgamento Delegado da Receita Federal do Brasil decidiu sobre a impugnação apresentada pela Parati e pela Cemig: manteve o lançamento do crédito tributário contra a Parati, e em relação à Cemig, manteve o princípio de responsabilidade solidária. As empresas então apelaram, e o Apelo Voluntário está pendente de julgamento pela CARF. Em 31 de dezembro de 2023, a quantia reclamada neste caso totalizava R\$274 milhões. A chance de perda foi avaliada como 'possível', principalmente devido às seguintes questões de fato: (i) quanto à questão da simulação, a condição neste caso específico é mais favorável do que nos precedentes que se encontram na jurisprudência. Se afastada a alegação de simulação, entendemos que não haverá base legal para a cobrança; (ii) quanto ao mérito, por se tratar de operação muito específica não existem precedentes similares; e (iii) no que diz respeito à multa, valem as mesmas observações quanto à singularidade deste caso concreto.

A Cemig e suas subsidiárias integrais, especialmente a Cemig GT e a Cemig D, são partes em diversos processos judiciais e administrativos que versam sobre compensações de créditos decorrentes de saldos negativos nas Declarações de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica, ou DIPJ, além de pagamentos a maior, identificados pelas DARFs e/ou DCTFs, envolvendo os seguintes tributos: IRPJ, CSLL, PIS e Cofins. As companhias estão contestando a não ratificação pelas autoridades dessas compensações, e as tentativas pelo fisco federal de recuperar os valores desses impostos a serem compensados. Em 31 de dezembro de 2023, o valor envolvido nos processos cuja chance de perda foi avaliada como 'provável' totalizou R\$1,3 milhões, e o total daqueles avaliados com chance de perda 'possível' foi de R\$ 146 milhões.

A Companhia e suas controladas são partes em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos, onde são discutidos, dentre outros, assuntos relativos aos seguintes impostos e contribuições: o Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural (ITR); o Imposto sobre Transmissão Causa Mortis e Doação de Quaisquer Bens ou Direitos (ITCD); o Programa de Integração Social (PIS); a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins); o Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ); a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL); e embargos à execução fiscal. Em 31 de dezembro de 2023 os valores para os quais as chances de perda foram avaliadas como 'provável' totalizaram R\$23 milhões; e os processos nos quais as chances de perda foram avaliadas como 'possível' totalizaram R\$530 milhões.

Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços – ICMS

De dezembro de 2019 a novembro de 2021, a Secretaria da Fazenda de Minas Gerais lavrou autos de infração contra a controlada Gasmig, no valor total de R\$ 357 milhões, relativamente à redução da base de cálculo do ICMS na venda de gás natural aos seus consumidores no período de dezembro de 2014 até dezembro de 2021, alegando divergência entre a fórmula de cálculo utilizada pela controlada e o entendimento do fisco. O auto é composto de R\$ 124 milhões de principal, R\$ 201 milhões de multas e R\$ 32 milhões de juros.

Considerando que o Estado de Minas Gerais, ao longo de mais de 25 anos, não se insurgiu contra a metodologia de cálculo da Companhia, os administradores, em conjunto com os assessores legais, entendem que é possível a defesa da aplicação do Artigo 100, III do Código Tributário Nacional, que afasta a cobrança de penalidades e juros, e que a possibilidade de perda com relação a estes valores é 'remota'. Em relação à discussão sobre a diferença entre o valor de ICMS apurado pela Gasmig e a nova interpretação do fisco estadual, a chance de perda foi avaliada como 'possível'. Em julho de 2021, Gasmig apresentou um processo contra o Estado de Minas Gerais. Os autos de infração são suspensos até que os méritos da ação sejam determinados. Em 31 de dezembro de 2023 o valor da contingência do período referente às regras de prescrição é de R\$223 milhões.

Contratos

A Cemig D é parte em disputas judiciais envolvendo pleitos de rebalanceamento de contratos para implementar parte do programa de eletrificação rural conhecido como Luz Para Todos. Em 31 de dezembro de 2023 o valor envolvido nessas ações era de R\$515 milhões, e a chance de perda foi avaliada como 'possível'.

Obrigações trabalhistas

Cemig, Cemig GT e Cemig D são partes em ações trabalhistas, movidas por seus empregados e por funcionários de empresas que fornecem serviços. A maioria se refere a horas extras, pagamentos adicionais, pagamentos de demissão, vários benefícios, ajustes de salário, os efeitos destes assuntos sobre um plano de aposentadoria suplementar, e a utilização de trabalho terceirizado. De acordo com as leis trabalhistas brasileiras, os reclamantes devem ajuizar ações para recebimento de eventuais direitos não pagos no prazo de dois anos contados do término do contrato de trabalho, sendo tais direitos limitados ao prazo de cinco anos anteriores ao ajuizamento da ação. Em 31 de dezembro de 2023, o valor dos pleitos com chance de perda 'provável' era de R\$ 432 milhões; e o valor dos pleitos com chance de perda 'possível' era de R\$ 1,36 bilhões.

Questões ambientais

Adicionalmente, a Cemig, a Cemig GT e a Cemig D são partes em diversos outros processos administrativos e judiciais e demandas envolvendo questões ambientais com relação a determinadas áreas protegidas, licenças ambientais e indenização por danos ambientais, entre outras. Em 31 de dezembro de 2023 os valores para os quais a chance de perda foi avaliada como 'provável' totalizaram R\$664 mil; e os processos nos quais a chance de perda foi avaliada como 'possível' totalizaram R\$275,6 milhões.

Danos Materiais e Responsabilidade Civil

A Cemig, a Cemig GT e a Cemig D são partes em diversos processos judiciais, principalmente como réis, referentes a imóveis e a indenizações decorrentes de acidentes ocorridos no curso normal de negócios. Em 31 de dezembro de 2023, o valor total de tais ações com chance de perda avaliada como 'provável' era aproximadamente R\$40 milhões; e o das ações com chance de perda avaliada como 'possível' era de R\$613 milhões.

Especificamente em processos civis, envolvendo processos judiciais com relação a terras, em 31 de dezembro de 2023 o valor para o qual a probabilidade de perda é classificada como 'provável' foi de R\$1,7 milhões, e o total de ações para as quais a probabilidade de perda foi classificada como 'possível' era de R\$427,6 milhões.

Outros litígios

A sociedade e as suas subsidiárias estão envolvidas como autor ou ré em outros pleitos menos significativos, relacionados com o curso normal das suas operações, incluindo: Alegados prejuízos sofridos decorrentes de supostos descumprimentos contratuais, e indenizações para rescisão de contratos, em escala menor, quando da prestação de serviço de limpeza de faixas de servidão. Em 31 de dezembro de 2023, o valor envolvido nessas ações para as quais a probabilidade de perda foi avaliada como 'possível' totalizou R\$494 milhões; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como 'provável' totalizaram R\$10,7 milhões.

Relações de consumo

A empresa e as suas subsidiárias estão envolvidas em várias ações civis relacionadas com a indenização por danos morais e por danos materiais, decorrentes, principalmente, de alegações de irregularidades na medição do consumo e acusações de cobrança indevida, no decurso normal das suas atividades. Em 31 de dezembro de 2023, o valor envolvido nessas ações para as quais a probabilidade de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizou R\$346 milhões; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizou R\$45 milhões.

Renova: Pedido de desconsideração da personalidade jurídica

Determinado fundo de investimento em direitos creditórios entrou com pedido de Incidente de Desconsideração da Personalidade Jurídica (‘IDPJ’) de determinadas empresas do grupo Renova, objetivando a inclusão de alguns acionistas da Renova, dentre os quais a Companhia e a sua controlada Cemig GT, no polo passivo do cumprimento de sentença, de forma a responderem solidariamente. O valor envolvido nesta disputa foi estimado em R\$127 milhões em 31 de dezembro de 2023. A chance de perda foi avaliada como ‘possível’.

Política de dividendos e pagamentos

Dividendos obrigatórios—Prioridade e valor dos dividendos

De acordo com nosso Estatuto Social, somos obrigados a pagar aos nossos acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro, de acordo com a Lei 6.404, promulgada em 15 de dezembro de 1976, ou ‘Lei das Sociedades por Ações’. Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação do dividendo mínimo obrigatório no período em questão. A ordem de prioridade da distribuição de dividendos é a seguinte:

Dividendo mínimo anual relacionado às ações preferenciais: essas ações têm preferência na hipótese de reembolso de ações, cabendo-lhes um dividendo mínimo anual igual ao valor que for maior entre as seguintes porcentagens:

- 10% do respectivo valor nominal; ou
- 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às ações; ou
- os dividendos relacionados às ações ordinárias, até a porcentagem mínima com relação às ações preferenciais.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, a cada dois anos, ou intervalo menor, caso permita a posição de caixa da Companhia, distribuímos dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, nos termos do Plano Diretor Estratégico da Companhia e da política de dividendos especificada naquele plano.

Os dividendos anuais declarados serão pagos em duas parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano. Os dividendos extraordinários deverão ser pagos conforme decisão do Conselho de Administração, de acordo com o mesmo prazo.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração pode declarar dividendos intermediários sob a forma de juros sobre o capital, a serem pagos com utilização dos lucros acumulados, reservas de lucro ou lucro registrado em demonstrações financeiras semestrais ou trimestrais. Qualquer dividendo intermediário pago poderá ser computado no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intermediário tenha sido pago.

Nos exercícios sociais nos quais não tivermos lucro suficiente que nos possibilite pagar dividendos aos detentores de ações preferenciais e ordinárias, o Estado de Minas Gerais garante dividendo mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais ou ações ordinárias, respectivamente, por ano, com relação a todas as ações da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004 e detidas por pessoas físicas.

Reserva de lucros a realizar: O artigo 197 da Lei das Sociedades por Ações 6.404/76 permite que a Companhia pague o dividendo obrigatório, calculado na forma do Estatuto Social, até os valores da parcela realizada do lucro líquido do

exercício (recebida em dinheiro). O excesso entre o valor desse dividendo obrigatório e os dividendos que serão efetivamente pagos foi registrado na conta “Reserva de lucros a realizar”.

Em 23 de março de 2022, a Companhia declarou o pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 245 milhões, por conta do valor do dividendo mínimo obrigatório de 2022, e devido aos acionistas cujos nomes constavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em março. 28 de junho de 2022. Esse valor foi pago em 29 de dezembro de 2022. Em 15 de junho de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 353 milhões, por conta do valor do dividendo mínimo obrigatório de 2022, e devido aos acionistas cujos nomes constavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 24 de junho de 2022. Em 20 de setembro de 2022, a Companhia declarou o pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 471 milhões, por conta do valor do dividendo mínimo obrigatório referente ao exercício de 2022, e pagável aos acionistas cujos nomes constavam no Registro de Ações Nominais da Companhia em 23 de setembro de 2022. Em 14 de dezembro de 2022, a Companhia declarou o pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 398 milhões, por conta do valor de o dividendo mínimo obrigatório para 2022, e devido aos acionistas cujos nomes constavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 21 de dezembro de 2022. Em 22 de dezembro de 2022, a Companhia declarou o pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 515 milhões, a título de conta do valor do dividendo mínimo obrigatório de 2022, e devido aos acionistas cujos nomes constavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 27 de dezembro de 2022. Os valores foram pagos em duas parcelas, a primeira em 30 de junho de 2023 e a segunda em 30 de dezembro de 2023. 30 de outubro de 2023.

Em Assembleia Geral Ordinária (AGO), realizada em 27 de abril de 2023, declaramos o pagamento de dividendos relativos ao exercício social de 2022 no valor de R\$ 249 milhões, aos titulares cujos nomes constavam no Livro Nominal de Ações da Companhia na data da Assembleia Geral Anual. Os dividendos foram pagos em duas parcelas, a primeira em 30 de junho de 2023 e a segunda em 28 de dezembro de 2023.

Em Assembleia Geral Ordinária (AGO), realizada em 29 de abril de 2024, declaramos o pagamento de dividendos relativos ao exercício social de 2023 no valor de R\$ 3.124 milhões, aos titulares cujos nomes constavam no Registro de Ações Nominais da Companhia na data da Assembleia Geral Anual. Os dividendos serão pagos em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2024 e a segunda até 30 de dezembro de 2024.

Valores disponíveis para distribuição

O valor disponível para a distribuição é calculado com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e os procedimentos descritos abaixo.

Os dividendos obrigatórios são calculados com base no lucro líquido ajustado, definido como lucro líquido após a adição ou subtração: (a) dos valores destinados à reserva legal, (b) montantes alocados para registrar as reservas para contingências e reversão dessas reservas acumuladas em exercícios fiscais anteriores, e (c) de quaisquer lucros a realizar transferidos à reserva de lucros não realizados, e quaisquer quantias anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício social e utilizados para compensar perdas.

Somos obrigados a manter uma reserva legal de 5% do lucro líquido de cada exercício até atingir 20% do capital social da Companhia, de acordo com o Artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que o saldo da mesma e das outras reservas de capitais constituídas excederem 30% da totalidade do capital social da Companhia. Quaisquer eventuais prejuízos no período poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o lucro em subsidiárias ou afiliadas é contabilizado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também é considerado lucro a realizar.

O total das reservas de lucros (com exceção da reserva para contingências com relação a perdas previstas e a reserva de lucros a realizar), a reserva legal, as reservas especiais, a reserva para projetos de investimento, e lucros acumulados não poderão ser superiores ao capital social da Companhia. O valor excedente de nosso capital social deverá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e do Estatuto Social de nossa Companhia, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos são revertidos para a nossa Companhia.

Juros sobre Capital Próprio

As empresas brasileiras estão autorizadas a distribuir dividendos sob a forma denominada como 'Juros Sobre Capital Próprio', dedutíveis do patrimônio líquido, de acordo com a Lei 9.249/1995, de 26 de dezembro de 1995, conforme alterada. O montante de juros dedutíveis que podem ser pagos é calculado aplicando a variação pro rata diária da TJLP sobre o patrimônio líquido durante o período relevante e não pode exceder mais que:

- 50,0% do lucro líquido (antes de levar em conta essa distribuição e quaisquer deduções para o imposto de renda, e depois de considerar quaisquer deduções para contribuições sociais sobre o resultado do exercício) para o período em relação ao qual o pagamento é efetuado; ou
- 50,0% das reservas de lucros e lucros retidos.

Os acionistas que não sejam residentes no Brasil deverão registrar-se no Banco Central de forma que o produto em moeda estrangeira decorrente de seus pagamentos de dividendo, de Juros sobre Capital Próprio ou de venda ou demais valores relativamente às suas ações possam ser a eles remetido para fora do Brasil. As ações preferenciais subjacentes às nossas ADSs de ações preferenciais e as ações ordinárias subjacentes às nossas ADSs de ações ordinárias são detidas no Brasil pelo banco custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações.

Os dividendos e juros sobre capital próprio sobre o mínimo estabelecido nos estatutos da Companhia são reconhecidos quando aprovados pelos acionistas na Assembleia Geral.

Câmbio

Os pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro serão efetuados em Reais ao custodiante em favor do banco depositário, o qual posteriormente converterá esses recursos em dólares norte-americanos e fará com que esses dólares sejam entregues ao banco depositário para distribuição a detentores de ADRs. esse o custodiante é incapaz de converter imediatamente os Reais recebidos a título de dividendos em dólares norte-americanos, o montante em dólares a ser pago a detentores de ADRs pode ser prejudicado pelas desvalorizações do Real ocorridas antes da conversão e remessa dos aludidos dividendos. Veja Item 3 – Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relacionados ao Brasil – O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio.

Os dividendos relacionados às ações preferenciais e ações ordinárias pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil, inclusive detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias não estão, de modo geral, sujeitos ao imposto na fonte brasileiro, embora os pagamentos de juros sobre o capital próprio fiquem geralmente sujeitos a imposto retido na fonte. Veja, em Item 10, as seções: Informações Adicionais – Tributação – Considerações sobre impostos brasileiros – Tributação de dividendos; e Considerações sobre Impostos Norte-Americanos – Tributação de Distribuições. Não existe qualquer data de registro específica na qual o banco depositário determinará a taxa de câmbio a ser utilizada quando da conversão dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro. Nos termos dos Contratos de Depósito, o banco promoverá a conversão dos recursos em dólares norte-americanos quando do recebimento do aviso dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro.

Histórico de pagamentos de dividendos

A tabela abaixo apresenta o histórico das recentes declarações de dividendos e Juros sobre Capital Próprio aos titulares de nossas ações ordinárias e preferenciais. Em cada caso, o pagamento ocorre no ano seguinte ao ano cujos resultados foram declarados o dividendo.

Histórico de declaração de dividendos e Juros sobre o Capital Próprio (1)

Ano do dividendo	Ações ordinárias		Ações preferenciais	
	(milhões de R\$) (2)	(milhões de US\$) (3)	(milhões de R\$) (2)	(milhões de US\$) (3)
2021 (4)	658	133	1.309	265
2022 (5)	747	141	1.486	281
2023 (6)	867	179	1.725	356

(1) De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados no exercício no qual são declarados, se tais dividendos ou juros foram anteriormente aprovados.

(2) Os valores em Reais são expressos em Reais nominais.

(3) Os valores em dólares norte-americanos aqui demonstrados são apenas uma referência para o investidor e foram calculados dividindo-se o valor de dividendos e juros sobre o capital próprio pagos, expressos em Reais nominais, pela taxa de câmbio divulgada pelo Federal Reserve Conselho nos respectivos 'datas records' – no caso de 2022, 30 de dezembro de 2022.

(4) Em 22 de setembro de 2020, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 120 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2020, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 25 de setembro de 2020. Esse valor foi pago em duas parcelas, em 30 de junho e 30 de dezembro de 2021. Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 433 milhões, a imputar contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2020, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 30 de dezembro de 2020. Esse valor foi pago em duas parcelas, em 30 de junho e 30 de dezembro de 2021. Conforme proposta da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 30 de abril de 2021, a Companhia propôs o pagamento de R\$ 929 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações ordinárias e preferenciais que tenham seus nomes inscritos no Registro Nominal de Ações da Companhia na data da realização da AGO. Esse valor foi pago em duas parcelas, a primeira em 30 de junho e a segunda em 30 de dezembro de 2021.

(5) Em 7 de dezembro de 2021, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 955 milhões, por conta do dividendo mínimo obrigatório para 2021, pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 21 de dezembro de 2021. Esse valor foi pago em duas parcelas, em 30 de junho e 30 de dezembro de 2022. O Conselho de Administração enviado à Assembleia Geral Ordinária de 29 de julho de 2022 o pagamento de dividendos para o ano de 2021 de R\$ 1.011 milhões, aos acionistas cujos nomes estiveram no Registro de Ações Nominativas da Companhia na data da AGO. Esse valor foi pago em duas parcelas, em 30 de junho e 30 de dezembro de 2022.

(6) Em 23 de março de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 245 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, fazendo jus ao pagamento aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Acionistas da Companhia em 28 de março de 2022. Este valor foi pago em 29 de dezembro de 2022.

(7) Em 15 de junho de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 353 milhões, por conta do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 24 de junho de 2022. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2023 e a segunda até 30 de dezembro de 2023.

(8) Em 20 de setembro de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 471 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de dividendos Registro de Acionistas da Companhia em 23 de setembro de 2022. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2023 e a segunda até 30 de dezembro de 2023.

(9) Em 14 de dezembro de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 400 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Acionistas da Companhia em 21 de dezembro de 2022. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2023 e a segunda até 30 de dezembro de 2023.

(10) Em 22 de dezembro de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 515 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e a receber pelos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Acionistas da Companhia em 27 de dezembro de 2022. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2023 e a segunda até 30 de dezembro de 2023. O Conselho de Administração designado à Assembleia Geral Ordinária a ser realizado em 27 de abril de 2023 o pagamento de dividendos para o ano de 2022 de R\$ 249 milhões, aos acionistas cujos nomes estejam no Registro Nominal de Acionistas da Companhia na data da AGO. Esse valor será pago em duas parcelas, até 30 de junho e até 30 de dezembro de 2023.

A. Mudanças significativas

Salvo disposição em contrário nas nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e neste relatório anual, não houve alterações significativas no nosso negócio, condição financeira ou resultados das operações desde 31 de dezembro de 2023.

Item 9. A Oferta e Listagem

A. Detalhes sobre listagem de ações

Para uma descrição dos nossos mercados de negociação, veja Item C. – Mercados, em baixo.

B. Plano de Distribuição

Não aplicável.

C. Mercados

O principal mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a Bolsa de Valores Brasileira (B3). Nossas ADSs Preferenciais, cada uma representando uma ação preferencial em 31 de dezembro de 2023, foram negociadas na NYSE sob o símbolo 'CIG' desde 18 de setembro de 2001. Antes dessa data, nossas ADSs Preferenciais eram negociadas no mercado de balcão, ou 'OTC', mercado nos Estados Unidos. As ADSs Preferenciais são evidenciadas por ADRs Preferenciais emitidas pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com um Segundo Contrato de Depósito Alterado e Reformulado, datado de 10 de agosto de 2001, conforme alterado em 11 de junho de 2007 e em 11 de setembro de 2012 e em 15 de abril, 2022 por e entre a Companhia, o depositário e os titulares e beneficiários efetivos de ADSs Preferenciais evidenciados por ADRs Preferenciais emitidos sob eles. Em 31 de março de 2024, havia 192.886.535 ADSs preferenciais em circulação (cada uma representando uma ação preferencial), representando 13,16% de nossas 1.465.523.064 ações preferenciais.

O principal mercado de negociação de nossas ações ordinárias é a B3. Nossas ADSs ordinárias, cada uma representando uma ação ordinária em 31 de dezembro de 2023, foram negociadas na NYSE sob o símbolo 'CIG.C' desde 12 de junho de 2007, quando estabelecemos um programa de *American Depositary Shares* para nossas ações ordinárias. As ADSs Ordinárias são comprovadas por ADRs Ordinárias emitidas pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com um Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, conforme alterado em 15 de abril de 2022, entre a Sociedade, o depositário e os titulares e beneficiários efetivos. de ADSs Ordinárias evidenciadas por ADRs Ordinárias emitidas sob elas. Em 31 de março de 2024, havia 907.073 ADSs ordinárias em circulação (cada uma representando uma ação ordinária), representando 0,12% de nossas 735.847.624 ações ordinárias. Os seguintes preços estão líquidos de lucros, incluindo dividendos:

Em 31 de dezembro de 2023, o preço de fechamento por ação preferencial na B3 foi de R\$ 11,32 e o preço de fechamento por ADS Preferenciais na NYSE foi de US\$ 2,29.

Em 31 de dezembro de 2023, o preço de fechamento por ação ordinária na B3 era de R\$ 14,95 e o preço de fechamento por ADS ordinária na NYSE era de US\$ 3,15.

A tabela a seguir apresenta os preços máximos e mínimos de venda de fechamento ajustados por dividendos para nossas ações preferenciais e ordinárias na B3, bem como para nossas ADSs preferenciais e ordinárias na NYSE para os períodos indicados.

Ano	Ações Ordinárias		ADSs ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
	Valor nominal (R\$)		Preço em US\$		Valor nominal (R\$)		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2019	18,71	13,73	4,83	3,21	15,09	12,24	3,95	2,86
2020	16,33	7,10	4,06	1,37	14,61	7,25	3,40	1,24
2021	18,40	11,19	3,59	2,24	14,53	9,03	2,63	1,50
2022	18,92	11,29	4,00	2,22	12,11	8,12	2,43	1,50
2023	19,12	13,44	4,26	2,89	12,54	9,07	2,54	1,68

Trimestre	Ações Ordinárias		ADSs ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
	Valor nominal (R\$)		Preço em US\$		Valor nominal (R\$)		Preço em US\$	
2022								
1 T	14,27	11,29	3,36	2,21	10,26	8,12	2,23	1,50
2 T	15,28	12,13	3,50	2,48	11,00	9,31	2,35	1,76
3 T	18,92	14,37	4,00	2,89	12,11	9,38	2,43	1,80
4 T	17,94	15,13	3,72	2,94	11,26	9,68	2,25	1,80
2023								
1 T	15,84	13,44	3,49	2,89	10,35	9,07	1,99	1,68
2 T	19,12	15,90	4,20	3,32	11,84	10,41	2,42	2,01
3 T	18,80	16,45	4,26	3,66	12,11	11,01	2,46	2,16
4 T	18,33	14,18	3,90	2,97	12,54	9,87	2,54	1,98

Mês	Ações Ordinárias		ADSs ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
	Valor nominal (R\$)		Preço em US\$		Valor nominal (R\$)		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
Out 2023	18,33	14,18	3,90	3,00	11,70	10,91	2,27	2,12
Nov 2023	16,57	14,47	3,66	3,21	12,54	9,87	2,54	1,98
Dez 2023	14,95	14,24	3,27	2,97	11,32	10,13	2,29	2,02
Jan 2024	15,41	14,79	3,17	2,97	11,98	11,18	2,43	2,21
Fev 2024	15,27	14,80	3,06	2,94	11,84	11,07	2,36	2,17
Mar 2024	14,97	13,07	3,02	2,61	12,60	10,94	2,47	2,18

* Fonte: Economatica – preços líquidos de proventos, incluindo dividendos.

A tabela a seguir representa os dividendos pagos sobre as ações ordinárias e preferenciais e suas respectivas ADSs ordinárias e preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação e por ADS:

Registro de dividendos pagos sobre ações ordinárias e preferenciais e ADSs ordinárias e preferenciais							
Ano	Deliberação	Record date Brasil	Data de pagamento Brasil	Record date NYSE	Data de pagamento NYSE		
2021	30/04/2021	30/04/2021	30/06/2021	04/05/2021	12/07/2021		
			29/29/2021		06/01/2022		
2022	29/04/2022	29/04/2022	29/12/2022	03/05/2022	08/07/2022		
			10/12/2021		05/01/2023		
			21/12/2021		08/07/2022		
			30/06/2022		05/01/2023		
			23/12/2022		05/01/2023		
2023	23/03/2022	28/03/2022	29/12/2022	04/04/2022	05/01/2023		
			30/06/2022		08/07/2022		
	29/04/2022	29/04/2022	29/12/2022	03/05/2022	05/01/2023		
			30/06/2022		08/07/2022		
	15/06/2022	24/06/2022	30/06/2023	28/06/2022	28/06/2022	10/07/2023	
				30/12/2023		08/01/2024	
				20/09/2022		03/10/2022	10/07/2023
				30/06/2023		08/01/2024	
				14/12/2022		27/12/2022	10/07/2023
				30/12/2023		08/01/2024	
22/12/2022				27/12/2022		10/07/2023	
30/06/2023				03/01/2023		10/07/2023	
30/12/2023	08/01/2024						
27/04/2023	27/04/2023	30/06/2023	05/01/2023	05/01/2023	10/07/2023		
			30/12/2023		08/01/2024		

Desde 12 de julho de 2002, nossas ações têm sido negociadas na Latibex, sob o símbolo XCMIG. A Latibex é um mercado de negociação eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri a fim de facilitar a negociação de Valores Mobiliários da América Latina em Euros.

Negociação na bolsa de valores de São Paulo ('B3 – Brasil, Bolsa, Balcão')

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na B3, a única bolsa de valores brasileira que negocia ações. A negociação na B3 está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de entidades autorizadas. A CVM e a B3 possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um determinado emissor em certas circunstâncias.

A negociação na B3 é conduzida das 10h às 17h; ou das 11h às 18h durante o horário de verão no Brasil. A B3 também permite a negociação a partir das 17h30min às 18h durante um período de negociação diferenciada chamado 'aftermarket', exceto durante o horário de verão. As negociações durante o *aftermarket* estão sujeitas a limites regulatórios sobre a volatilidade dos preços e sobre o volume de ações negociadas através de corretores da internet.

As negociações das ações preferenciais ou ações ordinárias na B3 são liquidadas em três dias úteis a contar da data da negociação. A entrega e o pagamento de ações são efetuados por meio de uma câmara de compensação separada que mantém contas em nome das corretoras. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da B3 é a Câmara B3 (anteriormente organizado como Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia, ou CBLIC).

Para controlar melhor a volatilidade, a B3 adotou um sistema de ‘disjuntor’, no qual os pregões podem ser suspensos: (i) pelo prazo de 30 minutos sempre que o índice dessa bolsa apresentar queda de mais de 10% em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior; (ii) por uma hora, se o índice da bolsa cair 15% ou mais em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior, após a reabertura da negociação; ou (iii) por determinado período a ser definido pela B3, se o índice dessa bolsa cair 20% ou mais em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior, após a reabertura da negociação. O preço mínimo e máximo é baseado em um preço de referência para cada ativo, que será a cotação de fechamento do pregão anterior, ao considerar o ativo no início do dia anterior à primeira negociação ou o preço da primeira negociação do dia. O preço de referência do ativo será alterado durante o pregão se houver um leilão provocado pelo limite intradiário sendo violado. Neste caso, o preço de referência será o do leilão.

A B3 liquida a venda de ações três dias úteis após a sua realização, sem ajuste monetário do preço de compra. As ações são pagas e entregues por meio de um agente de liquidação afiliado à B3. A B3 realiza compensação multilateral tanto para as obrigações financeiras quanto para a entrega de ações. De acordo com os regulamentos da B3, a liquidação financeira é efetuada pelo sistema de transferência de reservas do Banco Central. Os títulos são transferidos pelo sistema de custódia da B3. Tanto a entrega como o pagamento são finais e irrevogáveis.

A negociação na B3 é significativamente menos líquida do que as negociações na NYSE ou em outras grandes bolsas pelo mundo. Embora quaisquer das ações em circulação de uma companhia listada possam ser negociadas na B3, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas estão disponíveis para negociação pelo público, o restante detido por um grupo controlador ou entidades governamentais.

A negociação na B3 por parte de um detentor não residente no Brasil para fins de tributação no Brasil, ou ‘Detentor não brasileiro’, está sujeita a certas limitações nos termos da regulamentação brasileira sobre investimentos estrangeiros. Com exceções limitadas, os Detentores não-brasileiros podem negociar em bolsas de valores brasileiras de acordo com os requisitos da Resolução CMN 4.373/2014, que exige que os títulos detidos por Detentores não-brasileiros sejam mantidos na custódia de instituições financeiras autorizadas pelo Banco Central e pela CVM ou em contas de depósito com instituições financeiras. Além disso, a Resolução 4.373/2014 exige que Detentores não-brasileiros restrinjam a negociação de valores mobiliários a operações na B3 ou em mercados de balcão qualificados. Com algumas exceções, os Detentores não-brasileiros não podem transferir a propriedade de investimentos feitos sob a Resolução 4.373/2014 para outros Detentores não-brasileiros por meio de uma transação privada.

Desde outubro de 2001, somos membros do Nível 1 de Governança Corporativa da B3. As regras desse segmento de governança corporativa estão incluídas no *Regulamento de Listagem do Nível 1 de Governança Corporativa*, alterado em 21 de março de 2011 pela B3 e aprovado pela CVM. Esta revisão de regras entrou em vigor em 10 de maio de 2011. Entre as obrigações incluídas nesses regulamentos, estamos obrigados a:

- apresentar nossas demonstrações de posição financeira consolidadas; Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas, ou DFP; Demonstrações do Resultado Consolidadas; *Informações Trimestrais*, ou ITR, e o *Formulário de Referência*;
- incluir, nas notas explicativas das nossas demonstrações financeiras trimestrais, uma nota sobre transações com partes relacionadas, contendo as divulgações exigidas pelas regras contábeis aplicáveis às demonstrações financeiras anuais;
- divulgar qualquer participação societária direta ou indireta por tipo ou classe que ultrapasse 5% de cada tipo ou classe do capital social da Companhia, até o nível de acionistas individuais, assim que a Companhia receber essas informações;
- divulgar a quantidade de ações em circulação e sua respectiva porcentagem em relação ao total de ações emitidas, que deve ser representativa de, no mínimo, 25% do nosso capital social;
- divulgar, até 10 de dezembro de cada ano, um cronograma anual de eventos corporativos, contendo pelo menos as datas de: (a) atos e eventos corporativos; (b) reuniões públicas com analistas e outras partes interessadas; e (c) divulgações de informações financeiras agendadas para o próximo exercício fiscal, sendo que qualquer mudança nos eventos agendados deve ser informada à B3 e ao público com pelo menos cinco dias de antecedência;
- realizar pelo menos uma reunião anual com analistas de mercado e quaisquer outras partes interessadas para divulgar informações sobre sua condição financeira, projetos e perspectivas;

- preparar, divulgar e apresentar à B3 uma política de negociação de valores mobiliários e um código de conduta que estabeleça os valores e princípios que norteiam a Companhia, o acionista controlador, os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando instalado, e os membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou de assessoramento criados pelos Estatutos;
- estabelecer que a duração do mandato do Conselho de Administração não deve exceder dois anos, com a possibilidade de reeleição;
- ter pessoas diferentes ocupando os cargos de presidente do Conselho de Administração e de Diretor-presidente, ou de principal executivo, da companhia;
- adotar mecanismos que possibilitem a dispersão de capital em qualquer oferta pública de ações através da adoção de procedimentos especiais, tais como garantir o acesso a todos os investidores interessados ou distribuir a indivíduos ou investidores não-institucionais pelo menos 10% do total a ser distribuído; e
- incluir nos Estatutos da Companhia as disposições obrigatórias exigidas pela B3.

Divulgação de transações por pessoas com acesso a informações privilegiadas

A legislação brasileira sobre valores mobiliários exige que nossos acionistas controladores, administradores, membros de nosso Conselho Fiscal e qualquer outro órgão técnico ou assessor divulguem a nós, à CVM e à B3 o número e tipos de valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias e controladas, que sejam possuídas por eles ou por pessoas proximoamente relacionadas a eles e quaisquer mudanças em suas respectivas posições acionárias durante os 12 meses precedentes. A informação relativa à negociação de tais valores mobiliários (quantidade, preço e data de aquisição) devem ser divulgados pela Companhia para a CVM e a B3 dentro de 10 dias após o final do mês no qual ocorreram, ou do mês no qual os administradores da Companhia foram empossados.

Divulgação de atos ou fatos relevantes

Segundo a legislação brasileira sobre valores mobiliários, devemos divulgar à CVM e à B3 qualquer ato ou fato relevante relacionado a nossos negócios. Também nos é exigido publicar um anúncio de tais atos ou fatos relevantes (em jornais ou em sites de notícias). Um ato ou fato é considerado relevante se ele possui um impacto relevante: no preço de nossos valores mobiliários; na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter nossos valores mobiliários; ou na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer de nossos valores mobiliários. Sob circunstâncias extraordinárias, os atos ou fatos relevantes podem deixar de ser divulgados caso os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação colocará em risco interesse legítimo da companhia, sendo que tanto os controladores como os administradores devem imediatamente publicar o ato ou fato relevante se perderem o controle da informação ou no caso de alterações atípicas nos preços das ações ou no volume negociado.

A negociação em bolsas de valores brasileiras por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação brasileira sobre investimento estrangeiro. Veja a seção *Item 10. Informações Adicionais – Controles Cambiais*.

Regulamentação dos mercados de valores mobiliários brasileiros

Os mercados de valores mobiliários brasileiros são regidos pela Lei 6.385 promulgada em 7 de dezembro de 1976 e pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, conforme suas alterações e complementações, assim como pelas normativas da CVM, pelo Conselho Monetário Nacional (CMN), e pelo Banco Central, que tem, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de firmas de corretagem, e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio. Essas leis e regulamentos estipulam, entre outras: exigências de divulgação de informações aplicáveis a emissores de valores mobiliários negociados: proteção aos acionistas não controladores; e penalidades criminais para operações com informações privilegiadas (*insider trading*) ou manipulação de preços. Eles também estipulam o licenciamento e a supervisão de corretoras e a governança da bolsa de valores brasileira.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, uma companhia ou é pública, ‘companhia de capital aberto’, como a Cemig, ou é de capital fechado. Todas as empresas de capital aberto, incluindo a nossa, encontram-se

registradas na CVM e estão sujeitas às exigências de prestação de informações. Uma empresa registrada na CVM pode ter seus valores mobiliários negociados na Bolsa de Valores brasileira ou no mercado brasileiro de balcão. Nossas ações ordinárias são listadas e negociadas na B3 e podem ser negociadas por particulares, sujeitas a certas limitações, entre indivíduos para os quais uma instituição financeira registrada na CVM atue como intermediária.

Temos a opção de pedir a suspensão de negociação de nossos valores mobiliários na B3 na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também pode ser suspensa por iniciativa da B3 ou da CVM, com base, entre outros motivos, na convicção de que a companhia prestou informações inadequadas no tocante à fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

O mercado de balcão brasileiro é composto por negociações diretas e negociações entre pessoas físicas para os quais uma instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária. Nenhum requerimento especial, além do registro na CVM, é necessário para que os valores mobiliários de uma empresa de capital aberto possam ser negociados neste mercado. A CVM exige a notificação de todas as operações realizadas no mercado de balcão brasileiro pelos respectivos intermediários.

A negociação na B3 por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação tributária e de investimentos estrangeiros do Brasil. O custodiante brasileiro das ações preferenciais ou das ações ordinárias deverá obter registro do Banco Central do Brasil para poder remeter recursos em dólares para o exterior em pagamentos de dividendos, de quaisquer outros desembolsos em dinheiro ou, quando da alienação das ações e a remessa do produto de venda. Na hipótese de um detentor de ADSs Preferenciais permutar suas ADSs Preferenciais por ações preferenciais, ou um detentor de ADSs Ordinárias permutar suas ADSs Ordinárias por ações ordinárias, o investidor deverá requerer registro nos termos da Resolução 4.373 do Conselho Monetário Nacional, de 29 de setembro de 2014, a qual regula o investimento de investidores estrangeiros em mercados brasileiro financeiros e de títulos. Veja *Item 10. Informações Adicionais – Controles Cambiais*.

Exigências de divulgação

A Resolução CVM nº 358, de 23 de agosto de 2021, estabelece algumas exigências quanto à divulgação e uso de informações relacionadas a fatos relevantes e atos de companhias abertas, inclusive a divulgação de informações sobre negociação e aquisição de valores mobiliários de emissão de empresas abertas. Entre outras, essas exigências incluem disposições que:

- Estabelecem o conceito de um fato relevante que dá origem a prestação obrigatória de informações. Os fatos relevantes incluem decisões tomadas pelos acionistas controladores, deliberações da Assembleia Geral de Acionistas e da administração da companhia, ou quaisquer outros fatos relacionados aos negócios da empresa (ocorridos dentro da empresa ou de alguma forma relacionados a eles) que possam influenciar o preço dos seus valores mobiliários negociados publicamente ou a decisão dos investidores de negociar esses valores mobiliários ou exercer quaisquer dos direitos subjacentes a tais valores mobiliários;
- também especificam exemplos de fatos que são considerados relevantes, que incluem, entre outros, a execução de acordos de acionistas que preveem a transferência de controle, a entrada ou a retirada de acionistas que detêm qualquer função administrativa, financeira, tecnológica ou gerencial com, ou que contribua para, a empresa, e qualquer reestruturação societária realizada entre empresas relacionadas;
- obrigam o diretor de relações com investidores, acionistas controladores, outros executivos, diretores, membros do conselho fiscal e outros conselhos consultivos a divulgar fatos relevantes;
- exigem a divulgação simultânea de fatos relevantes a todos os mercados que admitem a negociação dos valores mobiliários da empresa;
- exigem de quem adquira uma participação de controle de uma corporação que publique fatos relevantes, incluindo suas intenções quanto a cancelar ou não a listagem das ações da empresa em bolsa de valores dentro do prazo de um ano;
- estabelecem regras relativas a exigências de divulgação na aquisição e alienação de uma participação acionária relevante; e
- restringem o uso de informações privilegiadas.

D. Acionistas vendedores

Não aplicável.

E. Diluição

Não aplicável.

F. Despesas da Emissão

Não aplicável.

Item 10. Informações Adicionais

A. Capital Social

Não aplicável.

B. Memorando e Estatutos

Estatuto

Somos uma empresa controlada pelo estado registrada sob as leis do Brasil. O número de registro ('NIRE') dado a nós pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais (ou 'Jucemg') é 31300040127. Abaixo está um resumo de certas disposições significativas de (i) nosso estatuto, conforme alterados por nossa assembleia geral extraordinária de acionistas em 11 de dezembro de 2023 e (ii) Lei das Sociedades por Ações Brasileira. A descrição de nossos estatutos aqui contida não pretende ser completa e é qualificada por referência aos nossos estatutos, que foram arquivados como um anexo a este relatório anual.

Objetivos e propósito

Conforme descrito na Cláusula 1 de seu estatuto, a CEMIG foi constituída com quatro objetivos principais:

- I. Construir, operar e fazer uso comercial de sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, e serviços correlatos;
- II. Atuar nos diversos campos da energia, de qualquer fonte, visando à exploração econômica e comercial;
- III. Prestar serviços de consultoria, dentro de seu campo de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; e
- IV. Executar atividades direta ou indiretamente relacionadas a seus objetos, incluindo o desenvolvimento e a exploração comercial de sistemas de telecomunicações e informação, pesquisa e desenvolvimento tecnológico e inovação.

Ações Preferenciais

Os detentores de ações preferenciais têm o direito de receber dividendos mínimos anuais em um valor igual ao maior de 10% do valor nominal de cada ação preferencial ou 3% do valor do patrimônio líquido associado a cada ação preferencial. Os detentores de nossas ações preferenciais também têm prioridade sobre qualquer outra classe de ações se decidirmos resgatar ações. Uma ação preferencial não dá direito ao seu proprietário de votar nas Assembleias Gerais de Acionistas.

Ações de subscrições

As ações compradas pelo Governo do Estado, que devem constituir a todo momento a maioria de nossas ações com direito a voto, são pagas de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. As ações compradas por outros acionistas (sejam pessoas físicas ou jurídicas) serão pagas de acordo com a decisão resultante da assembleia geral de acionistas que tratar do assunto.

O artigo 172 da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira prevê que cada acionista tem um direito geral de preferência para subscrever novas ações ou valores mobiliários conversíveis emitidos em qualquer aumento de capital, na proporção da participação acionária desse acionista, exceto no caso de exercício de qualquer opção de aquisição de ações de nosso capital social. Os acionistas devem exercer seus direitos de preferência no prazo de 30 dias da publicação do aviso de aumento de capital.

No caso de um aumento de capital, os detentores de ADSs preferenciais, que representam ações preferenciais, e os detentores de ADSs ordinários, que representam ações ordinárias, têm direitos de preferência para subscrever apenas ações preferenciais ou ações ordinárias recém-emitidas, respectivamente, em proporção às suas participações acionárias, mas podem não conseguir exercer esses direitos devido às restrições da lei de valores mobiliários dos EUA. Consulte o “Item 3, Fatores de risco — Riscos relacionados às ações preferenciais e ordinárias e aos ADSs preferenciais e ordinários. Um investidor de nossas ações ordinárias ou preferenciais e ADSs ordinários ou preferenciais pode não conseguir exercer direitos de preferência e direitos de tag-along com relação às nossas ações”.

Acionistas Minoritários

Nosso estatuto prevê que os acionistas preferenciais e minoritários ordinários têm o direito de eleger um membro para o Conselho de Administração, respectivamente, em votação separada, de acordo com a legislação aplicável, conforme descrito mais detalhadamente em ‘—Direitos dos Acionistas—Direitos dos Acionistas Minoritários.’

Dividendos

Para uma discussão sobre nossa política de dividendos, consulte “Item 8, Informações financeiras — Política de dividendos e pagamentos”.

Assembleias Gerais de Acionistas

As assembleias gerais de acionistas são realizadas para os fins previstos em lei, especificamente na Lei das Sociedades por Ações. Elas ocorrem dentro dos quatro primeiros meses seguintes ao término do exercício social e são convocadas mediante aviso prévio de, no mínimo, 15 dias. A Lei das Sociedades por Ações também especifica que as seguintes decisões podem ser tomadas somente pela Assembleia Geral de Acionistas:

- Alterar o estatuto social;
- Eleger ou destituir, a qualquer tempo, os membros da administração ou do Conselho Fiscal ou comitê da companhia, observado o inciso II do artigo 142 da Lei das Sociedades por Ações;
- Anualmente, tomar as contas dos administradores e decidir sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas;
- Autorizar a emissão de debêntures;
- Suspender o exercício dos direitos dos acionistas;
- Decidir sobre a avaliação de bens ou ativos que um acionista fornecer para a formação do capital social;
- Autorizar a emissão de ‘partes beneficiárias’;
- Decidir sobre transformação, fusão, absorção ou cisão da ou pela companhia, sua dissolução ou liquidação;
- Eleger ou destituir liquidantes e decidir sobre suas contas; e
- Autorizar os administradores

Em regra, é necessário o voto favorável de acionistas que representem, no mínimo, a maioria das ações ordinárias em circulação, presentes pessoalmente ou representados por procuradores, em Assembleia Geral de Acionistas, para aprovar ou ratificar qualquer medida proposta. Abstencões não são computadas. No entanto, é necessário o voto afirmativo de acionistas que representem a maioria do capital social em circulação para decisões que:

- Criar ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais de forma não proporcional em relação às outras classes de ações, a menos que a medida seja especificada ou autorizada pelos estatutos;
- Alterar qualquer preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais; ou criar uma classe com prerrogativas maiores do que as das classes existentes de ações preferenciais;
- Reduzir a porcentagem dos dividendos obrigatórios;
- Fazer qualquer alteração nos Objetos Corporativos da empresa;
- Realizar qualquer transação de absorção ou fusão da empresa com qualquer outra empresa;
- Realizar uma cisão de parte dos ativos ou passivos da empresa;
- Aprovar nossa participação em um grupo de empresas;
- Solicitar o cancelamento do estado de liquidação;
- Aprovar a dissolução da empresa;
- Aprovar a criação de 'ações do fundador'; e/ou
- Aprovar a incorporação de todas as nossas ações nas de outra empresa de forma a nos tornar uma subsidiária integral dessa outra empresa.

Os acionistas podem ser representados em uma Assembleia Geral de Acionistas por uma pessoa detentora de uma procuração outorgada não mais de um ano antes da data da assembleia. Para ser qualificado para representar um acionista em uma Assembleia Geral de Acionistas, o detentor da procuração deve ser um acionista, ou um dos diretores da Companhia, ou um membro do Conselho de Administração, ou um advogado. Para uma empresa listada, como a CEMIG, o detentor da procuração também pode ser uma instituição financeira.

Sujeito às disposições da Lei das Sociedades e nossos estatutos, nosso Conselho de Administração pode convocar rotineiramente nossas Assembleias Gerais de Acionistas. As Assembleias Gerais de Acionistas também podem ser convocadas:

- Pelo Conselho Fiscal, se o Conselho de Administração deixar de convocar a Assembleia Geral no prazo de um mês a contar da data em que tal lhe foi solicitado, nos termos da lei aplicável, ou uma Assembleia Geral a qualquer momento no caso de questões graves e urgentes afetarem a nossa Companhia;
- Por qualquer acionista, sempre que o Conselho de Administração deixar de convocar a Assembleia Geral de Acionistas no prazo de 60 dias a contar da data em que tal lhe foi solicitado, nos termos da Lei das Sociedades por Ações ou do nosso estatuto social;
- Por acionistas detentores de pelo menos 5% do capital social, no caso de o Conselho de Administração deixar de convocar a Assembleia Geral no prazo de 8 dias corridos a contar do recebimento de um pedido desses acionistas para convocar uma Assembleia Geral, com indicação das matérias a serem discutidas; ou,
- Por quaisquer detentores de pelo menos 5% do nosso capital votante ou 5% dos acionistas sem direito a voto se o nosso Conselho de Administração deixar de convocar a Assembleia Geral de Acionistas no prazo de 8 dias corridos a contar do recebimento de um pedido dos referidos acionistas para instalar o Conselho Fiscal.

Procedimento de voto a distância

De acordo com a Instrução CVM 561, é obrigatório que o voto remoto – sistema de voto ausente – esteja disponível para Assembleias Gerais Ordinárias (Anuais) e Assembleias Gerais Extraordinárias de Acionistas realizadas para eleger membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal.

Os acionistas podem exercer o voto nas Assembleias Gerais preenchendo o Boletim de Voto à Distância (BVD), que deve conter todas as matérias a serem decididas. O BVD pode ser entregue por meio do agente de custódia, por meio do administrador de ações escriturais ou diretamente na Companhia.

O objetivo do voto remoto é aumentar a participação dos acionistas nas assembleias gerais, facilitando o processo de votação/representação. Também permite a redução dos custos de comparecimento às assembleias e representação nas mesmas. De acordo com as disposições da legislação, a CEMIG está adotando o voto remoto a partir do início do ano corrente.

Do Conselho de Administração

Nosso estatuto exige que nosso Conselho de Administração tenha nove membros. Um deve ser nomeado Presidente do Conselho e um Vice-Presidente.

As principais funções específicas do Conselho de Administração incluem o seguinte:

- Para definir a orientação geral dos negócios da Companhia;
- Eleger, demitir e avaliar os Diretores Executivos da Companhia, de acordo com a legislação aplicável, sujeito aos estatutos;
- Aprovar a política sobre transações com partes relacionadas;
- Decidir, mediante proposta do Conselho Executivo, sobre a alienação ou colocação de um encargo sobre qualquer propriedade, planta ou equipamento da Companhia, e sobre a Companhia dar qualquer garantia a qualquer terceiro cujo valor individual seja igual ou superior a 1% do Patrimônio Líquido da Companhia;
- Decidir, mediante proposta do Conselho Executivo, sobre os projetos de investimento da Companhia, assinatura de contratos e outras transações legais, contratação de empréstimos ou financiamentos, ou a constituição de quaisquer obrigações em nome da Companhia que, individualmente ou em conjunto, tenham valor igual ou superior a 1% do Patrimônio Líquido da Companhia, incluindo injeções de capital em subsidiárias ou afiliadas integrais ou outras ou consórcios dos quais a Companhia participe;
- Convocar a Assembleia Geral de Acionistas;
- Acompanhar e fiscalizar a gestão da Diretoria: O Conselho de Administração poderá, a qualquer tempo, examinar os livros e papéis da Companhia, bem como solicitar informações sobre contratos celebrados ou em vias de celebração, e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;
- Manifestar-se previamente sobre o relatório da Diretoria sobre a administração e as contas da Companhia;
- Escolher e destituir os auditores da Companhia, dentre empresas de renome internacional autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) a auditar companhias abertas, mediante manifestação do Conselho Fiscal;
- Autorizar, mediante proposta da Diretoria, a abertura de processo administrativo de licitação, ou de dispensa ou inexigibilidade de licitação, ou de inaplicabilidade do dever de licitação, e a correspondente contratação, quando o valor for superior a 1% ou mais do Patrimônio Líquido da Companhia, ou superior a R\$ 100.000.000,00, corrigido anualmente pelo Índice de Inflação (IPCA), se positivo;
- Autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a propositura de ações judiciais, ou processos administrativos, ou a celebração de acordos judiciais ou extrajudiciais, de valor igual ou superior a 1% do Patrimônio Líquido da Companhia;
- Autorizar a emissão de valores mobiliários no mercado brasileiro ou externo, para captação de recursos na forma de debêntures não conversíveis em ações, notas promissórias, notas promissórias comerciais e outros instrumentos;
- Aprovar a Estratégia de Longo Prazo, o Plano Plurianual de Negócios e o Orçamento Anual, e suas alterações e revisões;

- Anualmente, fixar as diretrizes e estabelecer os limites, inclusive financeiros, para gastos com pessoal, incluindo concessão de benefícios e acordos coletivos de trabalho, observada a competência da Assembleia Geral de Acionistas e observado o Orçamento Anual;
- Autorizar o exercício do direito de preferência e dos direitos decorrentes de acordos de acionistas ou acordos de voto nas subsidiárias integrais ou outras subsidiárias ou coligadas e nos consórcios dos quais a Companhia participe, exceto nos casos das subsidiárias integrais CEMIG Distribuição S.A. e CEMIG Geração e Transmissão S.A., para as quais a Assembleia Geral de Acionistas tem competência para deliberar sobre essas matérias;
- Aprovar a participação no capital social e a constituição ou extinção de qualquer empresa, empreendimento ou consórcio;
- Aprovar, nos termos do seu Regimento Interno, a instituição de comitês de apoio ao Conselho de Administração – cujos pareceres ou decisões não sejam condição necessária para a decisão das matérias pelo Conselho de Administração;
- Acompanhar as atividades de auditoria interna;
- Discutir, aprovar e monitorar decisões que envolvam práticas de governança corporativa, relacionamento com partes interessadas, política de gestão de pessoas e código de conduta;
- Assegurar a implementação e supervisionar os sistemas de gestão de riscos e controles internos estabelecidos para prevenção e mitigação dos principais riscos aos quais a Companhia está exposta, incluindo os riscos relacionados à segurança das informações contábeis e financeiras e à ocorrência de corrupção ou fraude;
- Estabelecer política de divulgação de informações para mitigar o risco de contradição entre as diversas áreas e os gestores da Companhia;
- Manifestar-se sobre qualquer aumento no quadro de pessoal próprio da Companhia, concessão de benefícios ou vantagens, ou revisão de plano de salários e carreiras, incluindo alteração no valor pago por cargos em comissão ou nomeações livres, e remuneração de Diretores;
- Nomear e demitir, em ambos os casos com justificativa, o chefe da Unidade de Auditoria Interna, dentre os funcionários de carreira da Companhia;
- Eleger os membros do Conselho Fiscal, na primeira reunião realizada após a Assembleia Geral Ordinária, e destituí-los, a qualquer tempo, mediante votação fundamentada pela maioria absoluta dos membros do Conselho de Administração;
- Promover análise, anualmente, do sucesso no cumprimento das metas e resultados na execução do Plano Plurianual de Negócios e da Estratégia de Longo Prazo, e publicar suas conclusões e declará-las à Assembleia Legislativa do Estado de Minas Gerais e ao Tribunal de Contas do Estado de Minas Gerais; e
- Aprovar as políticas complementares, inclusive a política de participações, de acordo com os termos deste estatuto.

Os limites financeiros relativos às decisões do Conselho de Administração que são identificados por uma porcentagem do patrimônio líquido da Companhia serão automaticamente adotados quando as demonstrações financeiras de cada ano forem aprovadas.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, os membros do Conselho de Administração de uma empresa geralmente têm certos deveres equivalentes aos impostos pelas leis da maioria dos Estados dos EUA, incluindo o dever de lealdade à empresa, o dever de não negociar em seu próprio interesse pessoal e o dever de atender diligentemente à administração dos negócios da empresa. Os membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria Executiva podem ser responsabilizados pelo descumprimento desses deveres para conosco e para com nossos acionistas e podem estar sujeitos a ações legais em processos movidos por órgãos governamentais ou por nossos acionistas.

Não há disposições em nossos estatutos relacionados a: (i) poder para um membro do conselho votar em propostas ou contratos nos quais ele ou ela tenha interesse material; (ii) poderes que podem ser exercidos por nossos membros do conselho para tomar empréstimos; (iii) idade de aposentadoria para membros do Conselho de Administração; ou (iv) o número de ações necessárias para qualificação dos membros do conselho.

O Presidente e o Vice-Presidente do Conselho de Administração devem ser escolhidos por seus pares, na primeira reunião do Conselho de Administração que ocorrer após a eleição de seus membros, e o Vice-Presidente substituirá o Presidente quando o Presidente estiver ausente ou impedido de exercer suas funções. Os acionistas têm o poder de fixar a remuneração dos membros dos conselhos na Assembleia Geral de Acionistas em que os membros do conselho forem eleitos.

Direitos dos Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos previstos na legislação brasileira. Nossos estatutos estão em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações Brasileira.

Direitos Essenciais

O artigo 109 da Lei das Sociedades por Ações prevê que uma sociedade por ações não pode negar certos direitos aos seus acionistas em nenhuma circunstância. Esses direitos dos acionistas incluem:

- O direito de ter uma parte dos lucros da sociedade;
- O direito de ter uma parte dos ativos da sociedade, no caso de liquidação da Companhia;
- O direito de supervisionar nossa administração de acordo com a Lei das Sociedades por Ações;
- Direitos de preferência para subscrever novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, exceto exceções previstas na Lei das Sociedades por Ações e em nossos estatutos; e
- O direito de se retirar da empresa em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações.

Direitos a votos

Como regra geral, apenas nossas ações ordinárias têm direito a voto, e cada ação ordinária corresponde a um voto. Os detentores de ações preferenciais adquirem direitos de voto se, durante três anos fiscais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um detentor de ações preferenciais adquirir direitos de voto dessa maneira, tais direitos serão idênticos aos direitos de voto de um detentor de ações ordinárias e continuarão até que o dividendo seja pago. Não há restrições ao direito de um detentor de ações ordinárias ou ações preferenciais de exercer direitos de voto com relação a tais ações em virtude de tal detentor ser um não residente do Brasil ou um cidadão de um país diferente do Brasil. No entanto, os detentores de ADSs preferenciais só podem votar as ações preferenciais subjacentes por meio do depositário de acordo com os termos do Segundo Contrato de Depósito Alterado e Reformulado, e os detentores de ADSs ordinárias só podem votar as ações ordinárias subjacentes por meio do depositário de acordo com os termos do Contrato de Depósito de ADSs Ordinárias. Em qualquer circunstância em que os detentores de ações preferenciais tenham direito a voto, cada ação preferencial dará direito a seu detentor a um voto.

Direitos de resgate

A Lei das Sociedades Anônimas Brasileira prevê que, em circunstâncias limitadas, um acionista tem o direito de retirar sua participação acionária da empresa e receber pagamento pela parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação acionária. Nossas ações ordinárias e preferenciais não são resgatáveis, com a exceção de que um acionista dissidente tem direito, segundo a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, a obter resgate no caso de qualquer uma das seguintes decisões serem tomadas em uma assembleia de acionistas por acionistas representando pelo menos 50% das ações com direito a voto:

- (1) Criar ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais sem manter a proporção existente com a classe restante de ações preferenciais, a menos que já esteja estabelecido ou autorizado pelos estatutos;
- (2) Modificar uma preferência, privilégio ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar classe com privilégios maiores do que as classes existentes de ações preferenciais;

- (3) Reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- (4) Alterar o objeto da Companhia;
- (5) Fundir-se em outra empresa ou consolidar-se com outra empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira;
- (6) Transferir todas as nossas ações para outra empresa a fim de nos tornar uma subsidiária integral dessa empresa, conhecida como "incorporação de ações";
- (7) Aprovar a aquisição do controle de outra empresa a um preço que exceda certos limites estabelecidos na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira;
- (8) Cisão, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira;
- (9) Transformar a Companhia em outro tipo de empresa;
- (10) Participar de grupo centralizado de empresas, conforme definido na Lei das Sociedades por Ações e observadas as condições ali estabelecidas;

Somente os detentores de ações adversamente afetadas pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) acima podem exigir que a Companhia resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6), (7) e (10) acima somente poderá ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez ou dispersão no momento da decisão dos acionistas. O direito de retirada dos acionistas referido no item (8) somente poderá ser exercido se a cisão resultar em: (a) uma alteração no objeto social, exceto quando o valor patrimonial dos ativos e passivos cindidos for transferido para uma empresa cuja atividade preponderante coincida com aquela decorrente do objeto social da empresa da qual é cindida; (b) redução do dividendo obrigatório; ou (c) participação em um grupo de empresas. Observe também que, no caso do item (10), o direito de retirada se aplica a todos os acionistas da Companhia, e não apenas àqueles que tenham sido dissidentes na respectiva Assembleia Geral de acionistas. O direito de resgate de ações expirará 30 dias corridos da publicação da ata da assembleia geral de acionistas relacionada, exceto: (a) no caso dos itens (1) e (2) acima, se a decisão estiver sujeita à confirmação pelos titulares das ações preferenciais (que deve ser dada em Assembleia Geral Extraordinária a ser realizada dentro de um ano), caso em que o prazo de 30 dias será contado a partir da publicação da ata da Assembleia Geral Extraordinária; ou (b) no caso dos itens (5), (6) e (7) acima, caso em que o prazo de 30 dias será contado a partir do término do prazo de 120 dias, dado para que a empresa resultante da fusão, incorporação ou cisão obtenha um registro de empresa listada e tenha suas ações listadas no mercado secundário.

Nossa Companhia tem o direito de reconsiderar qualquer ato que dê origem a direitos de resgate dentro de 10 dias corridos do término de tais direitos se o resgate de ações de acionistas dissidentes colocar em risco a estabilidade financeira da Companhia. A Lei 9.457, promulgada em 5 de maio de 1997, que alterou a Lei das Sociedades por Ações, contém disposições que, entre outras questões, restringem os direitos de resgate em certos casos e permitem que as empresas resgatem suas ações pelo seu valor econômico, sujeito a certos requisitos. Nossos estatutos atualmente não especificam que nosso capital social pode ser resgatado pelo seu valor econômico e, conseqüentemente, qualquer resgate de acordo com a Lei das Sociedades por Ações seria feito no mínimo pelo valor contábil por ação, determinado com base no último Balanço Patrimonial aprovado pelos acionistas, sendo estipulado que, se a Assembleia Geral que dá origem aos direitos de resgate tiver ocorrido mais de 60 dias corridos da data do último Balanço Patrimonial aprovado, o acionista terá o direito de exigir que suas ações sejam avaliadas com base em um novo Balanço Patrimonial em uma data que caia dentro de um período de 60 dias corridos da Assembleia Geral de Acionistas.

Direitos dos Acionistas Minoritários – A Lei das Sociedades por Ações prevê que os acionistas detentores de pelo menos 5% do capital social de uma sociedade anônima têm os seguintes direitos, entre outros:

O direito de exigir que os livros da sociedade sejam disponibilizados para revisão, sempre que houver qualquer indício de ato que viole a legislação brasileira ou o estatuto social da Companhia, ou sempre que estes tenham sido violados, ou se houver motivos para suspeita de que irregularidades graves foram cometidas pela administração da empresa; o direito de exigir que os administradores da Companhia revelem:

- O número de valores mobiliários emitidos pela empresa ou por subsidiárias, ou empresas do mesmo grupo, que tenham adquirido ou vendido, diretamente ou por meio de outras pessoas, no exercício anterior;

- Opções de compra de ações que a administração tenha contratado ou exercido no exercício anterior;
- Todos os benefícios ou vantagens, indiretos ou complementares, que tenham recebido ou estejam recebendo da empresa, ou de empresas coligadas ou subsidiárias ou empresas do mesmo grupo;
- Os termos dos contratos de trabalho que tenham sido firmados pela empresa com diretores ou funcionários de alto nível;
- Quaisquer outros atos ou fatos relevantes relacionados às atividades da empresa.
- O direito de exigir que os membros do Conselho Fiscal forneçam informações sobre assuntos de sua esfera de competência;
- O direito de convocar Assembleias Gerais de Acionistas, em determinadas circunstâncias, sempre que os membros do Conselho de Administração ou da Diretoria Executiva omitam; e

O direito de ajuizar ações judiciais de indenização contra membros do Conselho de Administração ou da Diretoria Executiva por perdas e/ou danos causados à propriedade da empresa, sempre que for decidido na Assembleia Geral de Acionistas que tal pedido de indenização não será apresentado.

Acionistas minoritários que possuam, individualmente ou em conjunto, nossas ações ordinárias em circulação (desde que pelo menos 10% de nossas ações ordinárias em circulação sejam detidas por acionistas minoritários) e detentores de nossas ações preferenciais, têm o direito de nomear um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Todos os acionistas têm o direito de comparecer às assembleias gerais de acionistas.

A Lei das Sociedades por Ações Brasileira também prevê que acionistas minoritários que detenham (i) ações preferenciais representando pelo menos 10% do capital social total de uma empresa ou (ii) ações ordinárias representando pelo menos 15% do capital votante de uma empresa, têm o direito de nomear um membro para o Conselho de Administração. Se nenhum acionista ordinário ou preferencial atingir esses limites, os acionistas detentores de ações preferenciais ou ordinárias que representem pelo menos 10% do capital social total da empresa terão o direito de combinar suas participações para nomear um membro para o Conselho de Administração.

Alterações nos direitos dos acionistas – Uma Assembleia Geral de Acionistas deve ser realizada sempre que a Companhia pretender alterar os direitos dos detentores de nossas ações ordinárias ou preferenciais. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações Brasileira, as alterações propostas devem ser aprovadas pela maioria da classe de acionistas que seria afetada. Certas alterações relacionadas aos direitos das ações preferenciais, como alterações nas preferências, vantagens ou condições de resgate ou amortização, podem resultar no exercício de direitos de retirada pelos detentores das ações afetadas.

Transações de Fechamento de Capital e Saída da B3 – Nossa saída de capital, como companhia aberta, deve ser precedida de uma oferta pública de aquisição por nossos acionistas controladores ou pela Companhia para a aquisição de todas as ações em circulação, sujeita às condições abaixo:

- O preço oferecido pelas ações na oferta pública deve ser o valor justo dessas ações, conforme estabelecido na Lei das Sociedades por Ações Brasileira; e
- Os acionistas detentores de mais de dois terços de nossas ações em circulação devem ter concordado expressamente com a decisão de se tornar uma empresa privada ou aceitado a oferta.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações Brasileira, o preço justo deverá ser pelo menos igual à nossa avaliação, conforme determinado por um ou mais dos seguintes métodos de avaliação: Patrimônio líquido expresso pelo valor contábil, Patrimônio líquido avaliado a preços de mercado, fluxo de caixa descontado, comparação de múltiplos, preço cotado de nossas ações no mercado de valores mobiliários; ou com base em algum outro método de avaliação aceito pela CVM. O preço da oferta poderá ser revisado se for contestado dentro de 15 dias corridos de sua publicação por detentores de pelo menos 10% de nossas ações em circulação, por meio de uma solicitação enviada à nossa administração para que uma Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas seja convocada para decidir se deve solicitar novas avaliações, usando o mesmo ou outro método de avaliação. Se a nova avaliação for menor do que a avaliação contestada, os acionistas que solicitaram uma nova avaliação e aqueles que aprovaram a solicitação deverão

nos reembolsar pelos custos incorridos. No entanto, se a segunda avaliação for maior, a parte ofertante terá a opção de continuar a oferta, com o novo preço, ou retirar a oferta.

Arbitragem

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e suas regulamentações relacionadas, os litígios entre acionistas estão sujeitos à arbitragem especificada no estatuto social. De acordo com a Cláusula 44 do estatuto social da CEMIG, a Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal se comprometem a resolver por meio de arbitragem, precedida de mediação, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado (“CAM”) da B3 ou a Câmara de Mediação e Arbitragem da FGV, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles relacionada ou decorrente, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação ou violação das disposições contidas na legislação e regulamentação aplicáveis, no estatuto social, em quaisquer acordos de acionistas arquivados na sede, nas normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), ou nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, bem como aquelas contidas no Regulamento do Nível 1 da B3. Sem prejuízo da validade desta cláusula compromissória, o requerimento de medidas de urgência, antes da constituição do tribunal arbitral, deverá ser remetido ao Poder Judiciário, por intermédio do foro da comarca de Belo Horizonte, Minas Gerais.

Sistema de Compliance e Governança Corporativa da CEMIG

A CEMIG busca manter seu sistema de conformidade e governança corporativa alinhado às melhores práticas de mercado. Nos últimos anos, a Companhia vem aprimorando seu sistema de governança. Isso inclui todos os requisitos especificados na Lei Federal 13.303/16 (‘Lei das Estatais’). De acordo com essa lei, todas as empresas controladas ou parcialmente detidas pelo estado, e suas subsidiárias, têm a obrigação de cumprir as regras de governança corporativa, contratação de entidades terceirizadas ou indivíduos e licitações públicas.

A CEMIG inclui as seguintes práticas de boa governança e conformidade exigidas por esta legislação:

- O Conselho de Administração é responsável por garantir a implementação e supervisão dos nossos sistemas de gestão de riscos e controles internos.
- No mínimo 25% do Conselho de Administração deve ser independente.
- Temos um Comitê de Auditoria.
- O CEO tem a responsabilidade de direcionar a conformidade e a gestão de riscos corporativos.
- Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e os membros dos comitês constituídos nos termos do estatuto devem ser submetidos à avaliação de desempenho individual e coletiva anualmente.
- O chefe da Unidade de Auditoria Interna pode ser nomeado, e demitido, apenas pelo Conselho de Administração, em ambos os casos apenas com a devida justificativa, e deve ser escolhido entre os funcionários de carreira da Companhia.
- Adequação da Companhia à Lei Geral de Proteção de Dados (‘LGPD’), com estrutura dedicada ao assunto, e designação de um Oficial Responsável pela Proteção de Dados.

Além de adotar boas práticas de governança corporativa e compliance, a CEMIG possui um conjunto de políticas que estabelecem diretrizes para assuntos relacionados. Entre elas estão:

Política de Compliance e Antissuborno da CEMIG; Política de Transações com Partes Relacionadas; Política de Indicações e Elegibilidade; Política de Governança e Gestão para Investidas Não Controladas; Política de Conflito de Interesses; Política de Privacidade de Dados para Clientes e o Público; Política de Privacidade de Dados para Empregados, Fornecedores e Prestadores de Serviços; e Política de Gestão de Riscos Corporativos.

A Política de Compliance e Antissuborno da CEMIG compreende a consolidação das diretrizes que visam assegurar o comprometimento da Companhia com a adoção de um alto padrão de integridade e conformidade com as normas e a lei, na condução de seus negócios. O comprometimento da CEMIG com o conceito e princípio da Integridade é um de seus Valores, aprovado pelo Conselho de Administração. São objetivos da Política de Compliance da CEMIG:

- Criar e manter uma cultura organizacional que incentive a conduta ética e o comprometimento com as melhores práticas de conformidade, e a obediência às regras internas e externas (uma ‘cultura de conformidade’);
- Prevenir, detectar e responder a quaisquer falhas na conformidade com as regras internas e externas da CEMIG, e quaisquer desvios de conduta; e
- Concentrar-se na mitigação dos riscos de conformidade priorizados pela Empresa.

A Política de Compliance estabelece as diretrizes para atingir esses objetivos, incluindo, entre outros assuntos: o papel da Alta Administração e da liderança da Companhia; manutenção de regras e procedimentos documentados; treinamento e ensino em comunicação; implementação de controles internos; e disponibilidade de canais para consultas e relatos de comportamentos adversos.

Em 2024, a Política de Compliance da CEMIG foi atualizada, incorporando diretrizes antissuborno, tornando-a mais acessível e aderente às disposições legais, buscando simplificação, racionalização e otimização dos padrões que estabelecem a governança da companhia. Por isso, o documento passou a ser denominado Política de Compliance e Antissuborno da CEMIG.

Em termos de atuação anticorrupção, os riscos mais significativos da Companhia relacionados a fraudes e corrupção foram mapeados, documentados e aprovados pela Alta Administração. Nesse processo de mapeamento, são estimadas as probabilidades de materialização dos riscos, de acordo com suas causas e a gravidade das consequências caso ocorram, e são mapeados os controles internos e as medidas relacionadas à mitigação de cada risco.

Três áreas – Compliance; Gestão de Riscos e Controles Internos; e Privacidade e Proteção de Dados – são responsáveis por coordenar os processos relacionados na empresa e dar suporte aos indivíduos responsáveis por cada área de risco e controles. A unidade de Auditoria Interna é responsável por verificar periodicamente a conformidade e a eficácia do funcionamento dos sistemas de controles internos, conformidade e gestão de riscos da Companhia, incluindo os riscos e controles relacionados à prevenção e combate à corrupção.

Em sua intranet corporativa, a CEMIG disponibiliza permanentemente aos funcionários um conjunto de normas e procedimentos que orientam a conduta adequada dos funcionários na gestão dos processos e execução de todas as suas atividades.

A Companhia também possui um Canal de Denúncias Anônimas, uma Ouvidoria e um Comitê de Ética, que são acessíveis para interações com seus públicos interno e externo e capazes de registrar e tratar quaisquer irregularidades ou dilemas éticos que afetem as operações.

Assuntos relacionados à conformidade são tratados continuamente por meio dos canais internos e mecanismos de comunicação e treinamento da Companhia. Para isso, utilizamos vários canais internos, incluindo e-mail, intranet, CEMIG Online (newsletter), Canal de Liderança, banners e Teams. Abordamos diversos assuntos por meio de artigos, textos, webinars e vídeos, com o objetivo de levar conteúdo de grande relevância sobre cultura de integridade e compliance a todos na Companhia. Políticas e Procedimentos Internos também foram amplamente divulgados por esses canais.

Nos últimos quatro anos, a CEMIG realizou sua Pesquisa de Maturidade em Compliance. O objetivo desta pesquisa é avaliar os níveis de conhecimento sobre o que é compliance, sobre a Política de Compliance da CEMIG, sobre a aderência aos nossos valores (cultura) e sobre a percepção dos colaboradores em relação aos procedimentos de prevenção, detecção e resposta da CEMIG atualmente em vigor. Juntas, essas dimensões expressam a maturidade de compliance na Companhia. Os dados resultantes da pesquisa nos mostram que há atenção e comprometimento por parte dos colaboradores em relação à cultura e comportamento de compliance, reconhecimento de sua importância e interesse crescente pelo tema.

Por fim, destacamos que a CEMIG é signatária do Pacto Global da ONU, cujo princípio número 10 é: ‘Trabalhar contra a corrupção em todas as suas formas, inclusive extorsão e propina’.

C. Contratos Materiais

Para obter informações sobre nossos contratos materiais, consulte “Item 4, Informações sobre a empresa” e “Item 5, Revisão operacional e financeira e perspectivas”.

D. Controles de câmbio

Não há restrições à propriedade de ações preferenciais ou ações ordinárias de instituições não financeiras por pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil. No entanto, o direito de converter pagamentos de dividendos e receitas da venda de ações preferenciais ou ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter tais valores para fora do Brasil está sujeito a restrições sob a legislação de investimento estrangeiro, que geralmente exige, entre outras coisas, que o investimento relevante seja registrado no Banco Central e na CVM. Tais restrições à remessa de capital estrangeiro para o exterior podem dificultar ou impedir o custodiante de nossas ações ordinárias representadas por nossos ADSs ou os detentores de nossas ações ordinárias de converter dividendos, distribuições ou receitas de qualquer venda dessas ações em dólares americanos e remeter os dólares americanos para o exterior. Os detentores de nossos ADSs podem ser afetados negativamente por atrasos ou recusa em conceder qualquer aprovação governamental necessária para converter pagamentos em moeda brasileira nas ações ordinárias subjacentes aos nossos ADSs e remeter as receitas para o exterior. Desde 30 de março de 2015, a Resolução CMN 4.373/2014, de 29 de setembro de 2014, está em pleno vigor, prevendo a emissão de recibos de depósito em mercados estrangeiros em relação a ações de emissores brasileiros. A Resolução CMN 4.373/2014, entre outros atos, revogou a Resolução CMN 1.927/1992, promulgada em 18 de maio de 1992, a Resolução CMN 1.289/1987, de 20 de março de 1987, e a Resolução CMN 2.689/2000, promulgada em 26 de janeiro de 2000. De acordo com a lei brasileira relativa ao investimento estrangeiro nos mercados de capitais brasileiros, investidores estrangeiros registrados na CVM e agindo por meio de contas de custódia autorizadas administradas por agentes locais podem comprar e vender ações em bolsas de valores brasileiras sem obter certificados de registro separados para cada transação. Os investidores estrangeiros podem registrar seus investimentos sob a Lei 4.131/1962, promulgada em 3 de setembro de 1962, conforme alterada, ou sob a Resolução CMN 4.373, promulgada em 20 de setembro de 2014.

A Lei 4.131/1962 é a principal legislação referente ao investimento de capital estrangeiro direto e capital estrangeiro direto em empresas sediadas no Brasil. É aplicável a qualquer montante de capital que entre no Brasil na forma de moeda estrangeira, bens ou serviços. As carteiras de investimento estrangeiro são regulamentadas pela Resolução CMN 4.373/2014 e pela Instrução CVM 560/2015, promulgada em 27 de março de 2015, que regula o registro de transações e a divulgação de informações por investidores estrangeiros, todas refletindo as disposições da Resolução CMN 4.373/2014.

A partir de 1º de janeiro de 2016, os investidores estrangeiros que pretendem se registrar na CVM devem cumprir os requisitos da Instrução CVM 560/2015. De acordo com a Resolução CMN 4.373/2014, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, domiciliadas ou sediadas no exterior. Para se tornar um Titular 4.373, um investidor estrangeiro deve:

- Nomear pelo menos um representante no Brasil, com poderes para praticar atos relativos ao seu investimento;
- Nomear um custodiante autorizado no Brasil para seus investimentos, que deve ser uma instituição financeira ou entidade devidamente autorizada pelo Banco Central ou CVM;
- Nomear um representante fiscal no Brasil;
- Por meio de seu representante no Brasil, registrar-se como investidor estrangeiro na CVM;
- Por meio de seu representante no Brasil, registrar seu investimento estrangeiro no Banco Central; e
- Estar registrado na Secretaria da Receita Federal, ou RFB, de acordo com a Instrução Normativa RFB 1.634/2016, promulgada em 06 de maio de 2016, e a Instrução Normativa RFB 1.548/2015, promulgada em 13 de fevereiro de 2015.

Os investimentos em ações preferenciais por meio da posse de ADSs preferenciais, ou em ações ordinárias por meio da posse de ADSs ordinários, devem ser feitos de acordo com o Anexo II da Resolução CMN 4.373 promulgada em 29

de setembro de 2014. Os investimentos diretos em ações preferenciais mediante o cancelamento de ADSs preferenciais, ou em ações ordinárias mediante o cancelamento de ADSs ordinários, podem ser mantidos por investidores estrangeiros sob a Lei 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou Resolução CMN 4.373 promulgada em 29 de setembro de 2014, ambas as quais efetivamente permitem que investidores estrangeiros registrados invistam substancialmente em qualquer instrumento do mercado de capitais no Brasil e estendem um tratamento tributário favorável a todos os investidores estrangeiros registrados e qualificados sob a Resolução CMN 4.373, que não sejam residentes em um paraíso fiscal, conforme definido pelas leis tributárias brasileiras.

O Regulamento do Anexo II prevê a emissão de recibos de depósito em mercados estrangeiros em relação a ações de emissores brasileiros. Os ADSs preferenciais foram aprovados pela Resolução 1.289, que foi revogada pela Resolução 4.373, pelo Banco Central e pela CVM, e os ADSs ordinários foram aprovados pela CVM (já que a autorização do Banco Central não é mais necessária).

Os certificados eletrônicos de registro foram emitidos em nome do Citibank, N.A., o banco depositário, com relação aos ADSs preferenciais e aos ADSs ordinários e são mantidos pelo Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o custodiante brasileiro das ações preferenciais e ordinárias, em nome do banco depositário. Esses certificados eletrônicos de registro são registrados por meio do Sistema de Informações do Banco Central. De acordo com os certificados de registro, o custodiante e o banco depositário podem converter dividendos e outras distribuições ou receitas de vendas com relação às ações preferenciais representadas pelos ADSs preferenciais e às ações ordinárias representadas pelos ADSs ordinários em moeda estrangeira e remeter as receitas para fora do Brasil.

No caso de um detentor de ADSs Preferenciais trocar tais ADSs Preferenciais por ações preferenciais, ou um detentor de ADSs Ordinárias trocar tais ADSs Ordinárias por ações ordinárias, tal investimento precisará ser registrado no Banco Central, de acordo com a Resolução 4.373. Posteriormente, o detentor pode não ser capaz de converter em moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil os rendimentos da disposição ou distribuições com relação às ações preferenciais ou ordinárias, a menos que o detentor seja um investidor devidamente qualificado sob a Resolução 4.373, registrando-se na CVM e no Banco Central e nomeando um representante no Brasil. Se não for registrado, o detentor estará sujeito a um tratamento tributário brasileiro menos favorável do que um detentor de ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias. Independentemente da qualificação sob a Resolução 4.373, os residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a um tratamento tributário menos favorável do que outros investidores estrangeiros. Veja ‘—Tributação—Considerações sobre impostos brasileiros.’

Sob a legislação brasileira atual, o Governo Federal Brasileiro pode impor restrições temporárias de capital estrangeiro no exterior em caso de desequilíbrio grave ou desequilíbrio grave previsto na balança de pagamentos do Brasil. Por nove meses em 1989 e no início de 1990, o Governo Federal Brasileiro congelou todos os dividendos e repatriações de capital mantidos pelo Banco Central que eram devidos a investidores estrangeiros, a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram posteriormente liberados de acordo com as diretrizes do Governo Federal Brasileiro. Não podemos garantir que o Governo Federal Brasileiro não imporá restrições semelhantes a repatriações estrangeiras no futuro.

E. Taxação

O resumo a seguir contém uma descrição de certas consequências fiscais federais brasileiras e dos EUA da compra, propriedade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias e ADSs preferenciais ou ADSs ordinários por uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definido na seção 7701(a)(30) do Código da Receita Federal de 1986, ou o Código, conforme alterado (que inclui, entre outras coisas, um cidadão individual ou residente dos EUA, uma corporação (ou outra entidade que seja tratada como uma corporação para fins de imposto de renda federal dos EUA) criada ou organizada nos EUA ou qualquer subdivisão política dos mesmos (incluindo o Distrito de Columbia), um espólio cuja renda esteja sujeita à tributação federal dos EUA, independentemente de sua fonte, e certos fundos fiduciários), ou um detentor que de outra forma estará sujeito ao imposto de renda federal dos EUA com base na renda líquida em relação a ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários, aos quais nos referimos como detentor dos EUA, mas não pretende ser uma descrição abrangente de todas as considerações fiscais que podem ser relevantes para uma decisão de compra de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários. Em particular, este resumo trata apenas de detentores dos EUA que deterão ações preferenciais,

ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários como ativos de capital e não aborda o tratamento tributário de detentores dos EUA que possuem ou são tratados como detentores de 10% ou mais do poder de voto total combinado de todas as classes de ações com direito a voto da Empresa ou 10% ou mais do valor total das ações de todas as classes de ações da Empresa ou que podem estar sujeitos a regras tributárias especiais, como bancos ou outras instituições financeiras, seguradoras, planos de aposentadoria, empresas de investimento regulamentadas, fundos de investimento imobiliário, negociadores de títulos ou moedas, corretores, negociadores de títulos que optam por marcar a mercado, organizações isentas de impostos, pessoas responsáveis pelo imposto mínimo alternativo, 'entidades de repasse', como parcerias, pessoas que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários como parte de uma transação de hedge, transação de venda construtiva, posição em uma '*straddle*' ou uma 'transação de conversão' para fins fiscais, corporações estrangeiras controladas ou investimentos estrangeiros passivos. empresas, expatriados dos EUA ou antigos residentes de longa data dos EUA, pessoas que são obrigadas a acelerar o reconhecimento de qualquer item de renda bruta com relação às ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários como resultado de tal renda ser reconhecida em uma demonstração financeira aplicável, pessoas que adquiriram suas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários de acordo com o exercício de opções de ações de funcionários ou de outra forma como compensação, e pessoas que têm uma "moeda funcional" diferente do dólar americano. Se uma entidade tratada como uma parceria para fins de imposto de renda federal dos EUA investir em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários, as considerações de imposto de renda federal dos EUA relacionadas a tal investimento dependerão em parte do status e das atividades de tal entidade e do parceiro em particular. Qualquer entidade desse tipo deve consultar seu próprio consultor tributário sobre as considerações de imposto de renda federal dos EUA aplicáveis a ela e seus parceiros relacionadas à compra, propriedade e alienação de tais ações ou ADSs. Este resumo, no que se refere às considerações fiscais dos EUA, não descreve quaisquer implicações sob a lei tributária estadual ou local dos EUA, lei tributária não americana ou imposto mínimo alternativo federal, imposto sobre herança ou imposto sobre doações. Os detentores dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre tais questões.

A Empresa não solicitou, e não solicitará, uma decisão do Serviço de Receita Federal dos EUA (o "IRS") sobre as consequências do imposto de renda federal dos EUA da aquisição, propriedade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários. Este resumo não é vinculativo para o IRS, e o IRS não está impedido de tomar uma posição diferente e contrária às posições tomadas neste resumo. Além disso, como as autoridades nas quais este resumo se baseia estão sujeitas a várias interpretações, o IRS e os tribunais dos EUA podem discordar de uma ou mais das conclusões descritas neste resumo.

Este resumo é baseado nas leis tributárias do Brasil e dos Estados Unidos (incluindo o Código, regulamentações finais, temporárias e propostas do Tesouro, decisões, decisões judiciais e pronunciamentos administrativos) em vigor na data deste documento, que estão sujeitas a alterações, possivelmente com efeito retroativo, e a diferentes interpretações, o que pode resultar em consequências fiscais federais brasileiras e dos EUA diferentes daquelas discutidas abaixo. Os compradores em potencial de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários são incentivados a consultar seus próprios consultores fiscais quanto às consequências fiscais brasileiras, americanas ou outras da compra, propriedade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários, incluindo, em particular, o efeito de quaisquer leis tributárias estrangeiras, estaduais ou locais.

Atualmente, não há nenhum tratado de imposto de renda em vigor entre o Brasil e os Estados Unidos, embora seja possível que um tratado possa ser introduzido no futuro. Nenhuma garantia pode ser dada, no entanto, quando um tratado entrará em vigor ou como afetará os detentores americanos de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários.

Considerações sobre impostos brasileiros

Geral — A discussão a seguir resume as principais consequências fiscais materiais brasileiros da aquisição, propriedade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários, conforme o caso, por um detentor que não seja domiciliado no Brasil, ao qual nos referimos como detentor não brasileiro para fins de tributação brasileira. No caso de um detentor de ações preferenciais ou ações ordinárias, presumimos que o investimento esteja registrado no Banco Central. A discussão a seguir não aborda todas as considerações fiscais brasileiras aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular. Portanto, cada detentor não brasileiro deve consultar seu próprio

consultor fiscal sobre as consequências fiscais brasileiras de um investimento em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários.

Tributação de dividendos — Os dividendos pagos pela Companhia, incluindo dividendos de ações e outros dividendos pagos em propriedade ao depositário em relação às ações preferenciais ou ordinárias, ou a um detentor não brasileiro em relação às ações preferenciais ou ordinárias, estão atualmente isentos de retenção na fonte no Brasil, na medida em que os dividendos sejam pagos com base nos lucros gerados a partir de 1º de janeiro de 1996.

Pagamento de 'juros sobre capital'— A Lei 9.249, promulgada em 26 de dezembro de 1995, conforme alterada, permite que as empresas brasileiras façam distribuições aos acionistas, em moeda brasileira, de um pagamento denominado Juros sobre Capital Próprio ('Juros sobre Capital Próprio'). O pagamento é calculado com base na multiplicação do valor do Patrimônio Líquido da empresa pela TJLP da União, conforme estabelecido pelo Banco Central, e os pagamentos até esse valor podem ser deduzidos pela empresa como despesa ao calcular seu lucro que será tributável pelo imposto de renda e pela Contribuição Social, sujeito à dedução não superior ao maior de:

- 50% do lucro líquido (após a dedução do imposto de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido e antes da provisão para imposto de renda corporativo e dos valores atribuídos aos acionistas como Juros sobre Capital Próprio) para o período em que o pagamento será feito; ou
- 50% da soma dos lucros retidos e apropriação para reservas de lucros a partir da data do início do período em relação ao qual o pagamento é feito.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital aos acionistas (incluindo detentores de ADSs preferenciais em relação a ações preferenciais e ADSs ordinárias em relação a ações ordinárias) está sujeito a um imposto retido na fonte a uma taxa de 15%, ou 25% se o detentor não brasileiro for domiciliado em uma Jurisdição de Tributação Zero ou Baixa. Esses pagamentos podem ser incluídos, em seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório.

A Lei 9.430, promulgada em 27 de dezembro de 1996, foi alterada pela Lei 11.727 promulgada em 24 de junho de 2008 e, posteriormente, pela Lei 11.941 promulgada em 27 de maio de 2009, estabelecendo o conceito de um "regime tributário privilegiado", para governar transações envolvendo preços de transferência e regras rígidas para capitalização. Este conceito tem um alcance mais amplo do que o conceito de uma Jurisdição de Tributação Zero ou Baixa. De acordo com as novas leis, um "regime tributário privilegiado" é definido como aquele que possui uma ou mais das seguintes características: (i) não tributa a renda ou a tributa a uma alíquota máxima inferior a 20%; (ii) concede vantagens fiscais a entidades ou indivíduos não residentes (a) sem exigir atividade econômica substancial no país ou território ou (b) condicionado ao não exercício de atividade empresarial substancial no país ou território; (iii) não gera renda tributária fora de seu território, ou tributa tal renda com uma alíquota máxima inferior a 20% (ou 17% se a jurisdição seguir padrões internacionais de transparência tributária, conforme definido pela Receita Federal do Brasil, especialmente no que diz respeito à divulgação de informações a respeito da estrutura corporativa, proprietário beneficiário final, propriedade de ativos e atividades comerciais realizadas em seu território) ou (iv) não permite acesso a informações sobre participações societárias, propriedade de ativos ou direitos, ou às transações comerciais realizadas.

Embora a interpretação da atual legislação tributária brasileira possa levar à conclusão de que o conceito de "regime tributário privilegiado" deve ser aplicado apenas para fins de regras que regem os preços de transferência no Brasil, não está claro se tal conceito também se aplicaria a outros tipos de transação, como investimentos realizados nos mercados financeiro e de capitais brasileiros para os fins desta lei. No caso de o conceito de "regime tributário privilegiado" ser interpretado como aplicável a transações realizadas nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, esta lei tributária resultaria, conseqüentemente, na imposição de impostos sobre um Titular Não Residente no Brasil que atenda aos requisitos do regime tributário privilegiado da mesma forma que é aplicável a uma Jurisdição de Tributação Nula ou Baixa. Investidores atuais e potenciais devem consultar seus próprios consultores tributários sobre as consequências da implementação da Lei 9.430 promulgada em 27 de dezembro de 1996, conforme alterada, e de qualquer lei ou regulamento tributário brasileiro relacionado aos conceitos de "Jurisdição de Tributação Nula ou Baixa" ou "regimes tributários privilegiados". Na medida em que os pagamentos de juros sobre o capital são incluídos como parte de um dividendo obrigatório, somos obrigados a distribuir um valor adicional para garantir que o valor líquido recebido pelos acionistas, após o pagamento do imposto retido na fonte aplicável, seja pelo menos igual ao dividendo obrigatório.

As distribuições de juros sobre o capital próprio a detentores estrangeiros podem ser convertidas em dólares americanos e remetidas para fora do Brasil, sujeitas aos controles cambiais aplicáveis, na medida em que o investimento seja registrado no Banco Central.

Não podemos garantir que nosso Conselho de Administração não determinará que futuras distribuições devam ser feitas por meio de dividendos ou juros sobre o capital próprio.

Tributação de ganhos — De acordo com a Lei 10.833/03, os ganhos reconhecidos na alienação de ativos localizados no Brasil, como ações da CEMIG, por um detentor não brasileiro, estão sujeitos à retenção de imposto de renda no Brasil. Esta regra é aplicável independentemente de a alienação ser conduzida no Brasil ou no exterior, seja ela feita para uma pessoa física ou jurídica residente ou domiciliada no Brasil.

Geralmente, os ganhos de capital realizados como resultado de uma transação de alienação são a diferença positiva entre o valor realizado na alienação do ativo e o respectivo custo de aquisição.

Os ganhos de capital realizados por detentores não brasileiros na alienação de ações vendidas na bolsa de valores brasileira (que inclui as transações realizadas no mercado de balcão oficial) estão sujeitos a:

- Imposto de renda retido na fonte à alíquota zero por cento, quando realizado por um detentor não brasileiro que (i) tenha registrado seu investimento no Brasil no Banco Central sob as regras do Conselho Monetário Brasileiro ('CMN') ('Resolução 4.373 promulgada em 29 de setembro de 2014'), ou um detentor registrado, e (ii) não seja um detentor de jurisdição de tributação nula ou baixa;
- Em todos os outros casos, incluindo ganhos realizados por um detentor não residente que não seja um detentor registrado e/ou seja residente ou domiciliado em uma jurisdição de tributação nula ou baixa, sujeito ao imposto de renda à alíquota de 15,0%. Neste caso, um imposto de renda retido na fonte de 0,005% será aplicável e pode ser compensado com qualquer imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer outros ganhos avaliados na alienação das ações ordinárias que não sejam realizados na bolsa de valores brasileira estão sujeitos ao imposto de renda à alíquota de 15%, exceto para Jurisdição de Tributação Nula ou Baixa, que, neste caso, estaria sujeita ao imposto de renda à alíquota de 25%. A Lei 13.259 de 17 de março de 2016 aumentou as alíquotas do imposto de renda aplicáveis aos ganhos obtidos por pessoas físicas brasileiras em até 22,5% e, tal aumento, aplicável a partir de janeiro de 2017, pode afetar os Titulares Não Residentes. Os Titulares Não Residentes devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre as consequências da Lei 13.259/2016. Nos casos acima, se os ganhos forem relacionados a transações realizadas no mercado de balcão não oficial brasileiro com intermediação, o imposto de renda retido na fonte de 0,005% também será aplicável e pode ser compensado com qualquer imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Qualquer exercício de direitos de preferência relacionados a ações não estará sujeito ao imposto de renda brasileiro. Os ganhos realizados por um detentor não brasileiro na alienação de direitos de preferência estarão sujeitos ao imposto de renda brasileiro de acordo com as mesmas regras aplicáveis à alienação de ações. Não há garantia de que o atual tratamento fiscal favorável dos Detentores Registrados continuará no futuro.

Venda de ADSs preferenciais e ADSs ordinários por detentores dos EUA para outros não residentes no Brasil — De acordo com a Seção 26 da Lei 10.833, publicada em 29 de dezembro de 2003, a venda de propriedade localizada no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita ao imposto de renda brasileiro a partir de 1º de fevereiro de 2004. Nosso entendimento é que ADSs não se qualificam como propriedade localizada no Brasil e, portanto, não devem estar sujeitos ao imposto de renda retido na fonte brasileiro; no entanto, há um risco de que as Autoridades Fiscais tentem afirmar a jurisdição fiscal brasileira em tal condição, razão pela qual os Titulares Não Residentes devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre as chances de sucesso a esse respeito. Na medida em que a norma regulatória referida é genérica e não foi testada por meio de tribunais administrativos ou judiciais, não podemos assegurar o resultado de tal condição. Se tal argumento não prevalecer, é importante mencionar que, com relação ao custo de aquisição a ser adotado para o cálculo de tais ganhos, a lei brasileira tem disposições conflitantes quanto à moeda em que tal valor deve ser determinado, a visão do advogado brasileiro da CEMIG é que os ganhos de capital devem ser baseados na diferença positiva entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou ações ordinárias registradas no Banco Central em moeda estrangeira e o valor da alienação dessas ações preferenciais ou ações ordinárias na mesma moeda estrangeira. Um precedente emitido pelo tribunal administrativo brasileiro apoiou essa

visão. No entanto, considerando que as autoridades fiscais não estão vinculadas a tal precedente, as avaliações foram emitidas adotando o custo de aquisição em moeda brasileira.

Ganhos na troca de ADSs preferenciais por ações preferenciais ou na troca de ADSs ordinários por ações ordinárias

— Embora não haja orientação regulatória clara, a troca de ADSs por ações não deve estar sujeita a impostos brasileiros na medida em que, conforme descrito acima, os ADSs não se qualificam como propriedade localizada no Brasil para os fins da Lei 10.833. Os detentores não brasileiros podem trocar ADSs preferenciais pelas ações preferenciais subjacentes ou ADSs ordinários pelas ações ordinárias subjacentes, vender as ações preferenciais ou ações ordinárias em uma bolsa de valores brasileira e remeter ao exterior o produto da venda dentro de cinco dias úteis da data da troca (de acordo com o registro eletrônico do depositário), sem consequências fiscais. Embora não haja orientação regulatória clara, a troca de ADSs por ações não deve estar sujeita ao imposto de renda retido na fonte brasileiro. No entanto, é importante mencionar que não há precedente sobre esse assunto em tribunais administrativos ou judiciais.

Após o recebimento das ações preferenciais subjacentes em troca de ADSs preferenciais ou das ações ordinárias subjacentes em troca de ADSs ordinários, os detentores não brasileiros também podem optar por registrar no Banco Central o valor em dólares americanos dessas ações preferenciais ou ações ordinárias como um investimento estrangeiro em carteira, de acordo com a Resolução CMN 4.373/2014, o que lhes dará direito ao tratamento tributário mencionado acima em conexão com "investidores do mercado dos EUA".

Alternativamente, o detentor não brasileiro tem o direito de registrar no Banco Central o valor em dólares americanos dessas ações preferenciais ou ações ordinárias como um investimento estrangeiro direto, de acordo com a Lei 4.131/62, caso em que a respectiva venda estaria sujeita ao tratamento tributário mencionado na seção "Tributação de Ganhos".

Ganhos na troca de ações preferenciais por ADSs preferenciais ou ações ordinárias por ADSs ordinários

— Com referência ao depósito de ações preferenciais em troca de ADSs preferenciais ou ações ordinárias em troca de ADSs ordinários, a diferença entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou ações ordinárias e o preço de mercado das ações preferenciais ou ações ordinárias é considerada um ganho de capital sujeito ao imposto de renda a uma taxa de 15% ou 25% para detentores de Jurisdição de Tributação Zero ou Baixa. Embora não haja orientação regulatória clara, tal tributação não deve ser aplicada no caso de detentores não residentes registrados sob a Resolução CMN 4.373/2014, exceto para residentes de Jurisdição de Tributação Zero ou Baixa. A Lei 13.259 de 17 de março de 2016 aumentou as alíquotas do imposto de renda aplicáveis a ganhos obtidos por pessoas físicas brasileiras em até 22,5% e, tal aumento, aplicável a partir de janeiro de 2017, pode afetar detentores não residentes. Os titulares não residentes devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre as consequências da Lei 13.259/2016.

Tributação de transações cambiais

— A lei brasileira impõe o Imposto sobre Operações Financeiras ("IOF") sobre transações de câmbio (conhecido como IOF/Câmbio, ou "FX IOF"), sobre a conversão de Reais em moeda estrangeira ou vice-versa. A taxa aplicável atualmente deste imposto para quase todas as transações de câmbio é de 0,38%. No entanto, as transações de câmbio realizadas para a entrada de fundos no Brasil para investimentos no mercado financeiro e de capitais brasileiro feitas por um investidor estrangeiro (incluindo um Titular Não Residente, conforme aplicável) estão sujeitas ao IOF/Câmbio a 0%. A taxa do IOF/Câmbio também será de 0% para a saída de fundos do Brasil relacionados a esses tipos de investimentos, incluindo pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio e a repatriação de fundos investidos no mercado brasileiro.

Não obstante as referidas taxas do imposto IOF FX em vigor na data da publicação deste, o Ministério da Fazenda está autorizado por lei a aumentar a taxa deste imposto até um máximo de 25% do valor da transação, mas apenas para transações futuras.

Tributação sobre transações relativas a valores mobiliários

— A legislação brasileira impõe um imposto sobre transações financeiras relacionadas a valores mobiliários (chamado de IOF sobre Valores Mobiliários, ou 'IOF/Títulos'), incluindo transações feitas em bolsas de valores brasileiras.

O IOF sobre Valores Mobiliários também pode ser aplicado a transações envolvendo ADSs de ações preferenciais, ou ADSs de ações ordinárias, se forem considerados pelas autoridades fiscais brasileiras como ativos localizados no Brasil.

A alíquota do IOF sobre Valores Mobiliários aplicável a transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs para ações preferenciais, ações ordinárias e ADSs para ações ordinárias) é atualmente zero. Além disso, pelo Decreto 8.165 promulgado em 24 de dezembro de 2013, a alíquota do IOF sobre Valores Mobiliários aplicável à cessão de ações negociadas em uma bolsa de valores brasileira para o propósito específico da emissão subjacente de DRs fora do Brasil foi reduzida a zero.

O Ministério da Fazenda tem o poder de aumentar as alíquotas do IOF sobre Valores Mobiliários para até 1,5% ao dia, mas isso é aplicável apenas a transações futuras.

Outras taxas — Alguns estados brasileiros impõem imposto sobre doações e heranças sobre doações ou legados feitos por indivíduos ou entidades não domiciliados ou residentes no Brasil para indivíduos ou entidades domiciliados ou residentes em tais estados. Não há impostos ou taxas de selo, emissões, registros ou similares brasileiros pagáveis por detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinários.

Considerações sobre impostos nos EUA — Em geral, e levando em conta as premissas anteriores, para fins de imposto de renda federal dos EUA, um detentor de ADSs dos EUA é normalmente tratado como o proprietário das ações subjacentes representadas por esses ADSs. Conseqüentemente, as trocas de ADSs por ações e ações por ADSs, como regra geral, não estarão sujeitas ao imposto de renda federal dos EUA.

A descrição abaixo não pretende constituir uma análise completa de todas as conseqüências fiscais relacionadas à propriedade e alienação de ações ou ADSs. Os detentores e potenciais compradores dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre as conseqüências fiscais de suas situações particulares.

Tributação de Distribuições— Sujeito à discussão abaixo em 'Regras de Empresa de Investimento Estrangeiro Passivo', as distribuições com relação às ações ou ADSs (exceto distribuições em resgate das ações sujeitas à Seção 302(b) do Código ou em uma liquidação da Empresa) constituirão, na medida em que forem feitas a partir de lucros e lucros atuais ou acumulados da Empresa, conforme determinado pelos princípios do imposto de renda federal dos EUA, dividendos. Uma distribuição também inclui distribuições caracterizadas como juros atribuíveis ao capital dos acionistas para fins da lei brasileira e o valor de quaisquer impostos brasileiros retidos em qualquer distribuição, se houver, mesmo que um detentor dos EUA não receba tal valor como parte de sua distribuição. Se os lucros e lucros atuais ou acumulados serão suficientes para que todas essas distribuições sobre as ações ou ADSs se qualifiquem como dividendos depende da lucratividade futura da Empresa e de outros fatores, muitos dos quais estão além do controle da Empresa. Na medida em que tal distribuição exceda o valor dos lucros e ganhos da Empresa, ela será tratada como um retorno de capital não tributável na medida da base do detentor dos EUA nas ações ou ADSs e, posteriormente, como ganhos de capital. Conforme usado abaixo, o termo "dividendo" significa uma distribuição que constitui um dividendo para fins de imposto de renda federal dos EUA. A Empresa não pretende atualmente calcular seus lucros e ganhos sob os princípios do imposto de renda federal dos EUA. Conseqüentemente, os detentores dos EUA devem esperar que todas as distribuições feitas com relação às ações ou ADSs sejam geralmente tratadas como dividendos. Dividendos em dinheiro (incluindo distribuições caracterizadas como juros atribuíveis ao capital dos acionistas para fins de lei brasileira e valores retidos em relação aos impostos brasileiros) pagos com relação a:

- As ações geralmente serão incluídas na renda bruta de um detentor dos EUA como renda ordinária no dia em que os dividendos forem efetivamente ou construtivamente recebidos pelo detentor dos EUA; ou
- As ações representadas por ADSs geralmente serão incluídas na renda bruta de um detentor dos EUA como renda ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco depositário e, em ambos os casos, não serão elegíveis para a dedução de dividendos recebidos permitida às corporações. Os dividendos pagos em reais serão incluídos na renda de um detentor dos EUA em um valor em dólares americanos calculado por referência à taxa de câmbio em vigor no dia em que forem recebidos pelo detentor dos EUA, no caso de ações, ou pelo banco depositário, no caso de ações representadas por ADSs.

Se os dividendos pagos em Reais forem convertidos em dólares americanos no dia em que forem recebidos pelo detentor americano ou pelo banco depositário, conforme o caso, os detentores americanos geralmente não devem ser obrigados a reconhecer um ganho ou perda em moeda estrangeira em relação à receita de dividendos. Se o banco depositário, no caso de ADSs, não converter tais Reais em dólares americanos na data do recebimento, é possível que o Detentor americano reconheça ganho ou perda em moeda estrangeira, que seria ganho ou perda ordinária de origem americana, quando os Reais forem convertidos em Dólares americanos. Os detentores americanos devem

consultar seus próprios consultores fiscais sobre o tratamento de qualquer ganho ou perda em moeda estrangeira se quaisquer Reais recebidos pelo detentor americano ou pelo banco depositário não forem convertidos em dólares americanos na data do recebimento, bem como as consequências fiscais do recebimento de quaisquer Reais adicionais do custodiante devido à inflação brasileira. Os dividendos geralmente constituirão renda de fonte estrangeira e geralmente constituirão 'renda de categoria passiva' ou, no caso de certos detentores dos EUA, 'renda de categoria geral', para fins de crédito tributário estrangeiro. No caso de impostos retidos na fonte brasileiros serem impostos sobre tais dividendos, tais impostos podem ser tratados como um imposto de renda estrangeiro elegível, sujeito a limitações e condições geralmente aplicáveis sob a lei de imposto de renda federal dos EUA, para um crédito contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA de um detentor dos EUA (ou a critério de um detentor dos EUA, pode ser deduzido no cálculo da renda tributável). Essas limitações e condições geralmente aplicáveis incluem novos requisitos adotados pelo Tesouro em 2021, e qualquer imposto brasileiro precisará satisfazer esses requisitos para ser um imposto creditável para um detentor dos EUA. No caso de um detentor dos EUA que consistentemente elege aplicar uma versão modificada dessas regras sob orientação temporária emitida recentemente e cumpre com os requisitos específicos estabelecidos em tal orientação (para anos fiscais que terminam antes de tal orientação temporária ser modificada ou retirada), o imposto brasileiro sobre dividendos geralmente será tratado como atendendo aos novos requisitos e, portanto, como um imposto creditável. O cálculo e a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e, no caso de um detentor dos EUA que elege deduzir impostos estrangeiros no cálculo de sua renda tributável (que, se tal eleição for feita, se aplica a todos os impostos pagos ou acumulados no ano fiscal para países estrangeiros e possessões dos Estados Unidos), a disponibilidade de deduções, envolve a aplicação de regras que dependem das circunstâncias particulares de um detentor dos EUA. Os detentores dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros com relação aos impostos retidos na fonte brasileiros. Distribuições para detentores americanos de ações ordinárias adicionais ou direitos de preferência relacionados a tais ações ordinárias com relação às suas ações ordinárias ou ADSs Ordinárias que são feitas como parte de uma distribuição pro rata a todos os acionistas da Empresa geralmente não serão tratadas como renda de dividendos para fins de imposto de renda federal dos EUA, mas podem resultar em ganho tributável adicional de origem nos EUA com a venda de tais ações adicionais ou direitos de preferência. Distribuições não pro rata de tais ações ou direitos geralmente seriam incluídas na renda bruta do detentor americano na mesma extensão e da mesma maneira que as distribuições pagáveis em dinheiro. Nesse caso, o valor de tal distribuição (e a base das novas ações ou direitos de preferência assim recebidos) geralmente será igual ao valor justo de mercado das ações ou direitos de preferência na data da distribuição. Não está totalmente claro se as ações preferenciais serão tratadas como ações preferenciais ou ações ordinárias para esta finalidade. Se as ações preferenciais forem tratadas como ações ordinárias para esses propósitos, o tratamento acima se aplicaria a distribuições de ações ou direitos de preferência com relação a ações preferenciais ou ADSs preferenciais. Por outro lado, se as ações preferenciais forem tratadas como ações preferenciais, uma distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência seria incluída na renda bruta na mesma extensão que uma distribuição em dinheiro, independentemente de tal distribuição ser considerada uma distribuição pro rata ou não.

Renda de dividendos qualificadas – Não obstante o acima exposto, certos dividendos recebidos por detentores individuais ou outros detentores não corporativos dos EUA que constituem "renda de dividendos qualificada" podem estar sujeitos a uma taxa de imposto de renda federal marginal máxima reduzida dos EUA. A renda de dividendos qualificada geralmente inclui, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o ano fiscal de "corporações estrangeiras qualificadas". Em geral, uma corporação estrangeira é tratada como uma corporação estrangeira qualificada com relação a qualquer dividendo pago pela corporação com relação a ações da corporação que são prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos. Para esse propósito, uma ação é tratada como prontamente negociável em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos se um ADS lastreado por tal ação for assim negociado. Nossos ADSs Preferenciais e nossos ADSs Ordinários são listados na NYSE, então prevemos que nossos ADSs devem se qualificar como prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos, desde que sejam listados, embora não haja garantias a esse respeito (pois não há orientação clara sobre se os dividendos com relação aos ADSs serão tratados como dividendos qualificados, porque as próprias ações subjacentes não são listadas em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos).

Não obstante esta regra anterior, os dividendos recebidos de uma empresa estrangeira que seja uma empresa de investimento estrangeiro passivo (conforme definido abaixo em 'Regras de Empresa de Investimento Estrangeiro

Passivo') no ano fiscal da empresa em que o dividendo foi pago ou no ano fiscal anterior não constituirão renda de dividendos qualificada. Além disso, o termo "renda de dividendos qualificada" não incluirá, entre outros dividendos, quaisquer (i) dividendos sobre qualquer ação ou ADS que seja mantida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante o período de 121 dias começando na data que é 60 dias antes da data em que tal ação ou as ações que respaldam o ADS se tornam ex-dividendos com relação a tais dividendos (conforme medido sob a seção 246(c) do Código) ou (ii) dividendos na medida em que o contribuinte esteja sob uma obrigação (seja em virtude de uma venda a descoberto ou de outra forma) de fazer pagamentos relacionados com relação a posições em propriedade substancialmente semelhante ou relacionada. Além disso, regras especiais se aplicam na determinação da limitação de crédito tributário estrangeiro de um contribuinte sob a seção 904 do Código no caso de renda de dividendos qualificada. Os detentores individuais dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais para determinar se os valores recebidos como dividendos de nós constituirão ou não uma renda de dividendos qualificada sujeita a uma taxa de imposto de renda federal marginal máxima reduzida dos EUA e, nesse caso, o efeito, se houver, no crédito tributário estrangeiro do detentor individual dos EUA.

Tributação de vendas, resgates e outras alienações tributáveis — Depósitos e retiradas de ações por detentores dos EUA em troca de ADSs não resultarão na realização de ganho ou perda para fins de imposto de renda federal dos EUA.

Sujeito à discussão abaixo em – ‘Regras de Empresa de Investimento Estrangeiro Passivo’, ganhos ou perdas realizadas por um detentor dos EUA na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs estarão sujeitos à tributação de renda federal dos EUA como ganhos ou perdas de capital em um valor igual à diferença entre a base tributária ajustada desse detentor dos EUA nas ações ou ADSs e o valor realizado na alienação conforme determinado em dólares americanos. Ganhos ou perdas reconhecidos por um detentor dos EUA em tal venda, resgate ou outra alienação tributável geralmente serão ganhos ou perdas de capital de longo prazo se, no momento da venda ou outra alienação tributável, as ações ou ADSs, conforme aplicável, tiverem sido mantidas por mais de um ano. Certos detentores não corporativos dos EUA (incluindo indivíduos) podem ser elegíveis para taxas preferenciais de imposto de renda federal dos EUA em relação a ganhos de capital de longo prazo. A dedução de uma perda de capital está sujeita a limitações para fins de imposto de renda federal dos EUA.

Um ganho realizado por um detentor dos EUA em uma venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs, incluindo um ganho que surge porque a base tributária ajustada do detentor dos EUA nas ações ou ADSs foi reduzida porque uma distribuição é tratada como um retorno de capital em vez de um dividendo, geralmente será tratado como renda de fonte dos EUA para fins de crédito tributário estrangeiro dos EUA. Consequentemente, se o imposto de renda ou imposto de retenção brasileiro for imposto sobre a venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs, conforme descrito em — ‘Tributação — Considerações sobre impostos brasileiros’, esse imposto geralmente não estará disponível como crédito para o detentor dos EUA contra o imposto de renda federal dos EUA, a menos que o detentor dos EUA tenha outra renda tratada como derivada de fontes estrangeiras, na categoria apropriada, para fins das regras de crédito tributário estrangeiro.

Se um imposto de renda ou imposto de retenção brasileiro for imposto sobre a venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs, o valor realizado por um detentor dos EUA incluirá o valor bruto dos rendimentos dessa venda, resgate ou outra alienação tributável antes da dedução do imposto de renda ou imposto de retenção brasileiro, se aplicável. A disponibilidade de créditos tributários estrangeiros dos EUA para esses impostos brasileiros está sujeita a certas limitações e envolve a aplicação de regras que dependem das circunstâncias particulares de um detentor dos EUA. Se um imposto brasileiro for retido em uma venda ou alienação de ações ou ADSs, o valor realizado por um detentor dos EUA incluirá o produto bruto da venda ou outra alienação (ou seja, antes da dedução do imposto brasileiro). No caso de um ganho da alienação de ações ou ADSs que esteja sujeito ao imposto brasileiro, o detentor dos EUA pode não ser capaz de reivindicar como crédito tributário estrangeiro qualquer imposto brasileiro pago, contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA desse detentor dos EUA, exceto no caso de um detentor dos EUA que consistentemente elege aplicar uma versão modificada das regras de crédito tributário estrangeiro dos EUA que é permitida sob orientação temporária emitida recentemente e cumpre com os requisitos específicos estabelecidos em tal orientação (para anos fiscais terminando antes que tal orientação temporária seja modificada ou retirada). Conforme observado acima, em vez de reivindicar um crédito, um detentor dos EUA pode optar por deduzir impostos estrangeiros (incluindo quaisquer impostos brasileiros) no cálculo de sua renda tributável, sujeito a limitações geralmente aplicáveis. Uma eleição para deduzir impostos estrangeiros (em vez de reivindicar créditos fiscais estrangeiros) se aplica a todos os impostos pagos ou acumulados no ano fiscal para países estrangeiros e

posseções dos Estados Unidos. No caso de o imposto retido na fonte brasileiro não se qualificar como um imposto creditável, o valor desse imposto geralmente reduziria o valor realizado na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs. Os detentores dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro ao seu investimento e alienação de ações ou ADSs.

Regras da empresa de investimento estrangeiro passivo – Certas regras fiscais federais adversas dos EUA, como regra geral, aplicam-se a uma pessoa dos EUA que possui ou aliena ações de uma empresa não americana que é classificada como uma empresa de investimento estrangeiro passivo (uma 'PFIC'). Em geral, uma empresa não americana será classificada como uma PFIC para qualquer ano fiscal durante o qual, após a aplicação de regras de transparência relevantes com relação à renda e aos ativos de subsidiárias, (i) 75% ou mais da renda bruta da empresa não americana é 'renda passiva' ou (ii) 50% ou mais do valor bruto (determinado com base em uma média do valor trimestral dos ativos durante tal ano) dos ativos da empresa não americana (incluindo dinheiro) produzem renda passiva ou são mantidos para a produção de renda passiva. Para esses propósitos, a renda passiva geralmente inclui, entre outras coisas, dividendos, juros, aluguéis, royalties, ganhos com a alienação de ativos passivos e ganhos com transações de commodities e títulos (exceto certos ganhos comerciais ativos com a venda de commodities). Ao determinar se uma corporação não americana é uma PFIC, uma parcela pro rata da renda e dos ativos de cada corporação na qual ela possui, direta ou indiretamente, pelo menos 25% de participação (por valor) é levada em consideração.

A Empresa não acredita que tenha sido uma PFIC, para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, para seu ano fiscal anterior e não espera ser uma PFIC em seu ano fiscal atual ou no futuro previsível. No entanto, como o status de PFIC depende da composição da renda e dos ativos de uma empresa, do valor de mercado dos ativos de tempos em tempos e da aplicação de regras que nem sempre são claras, não há garantia de que a Empresa não será classificada como uma PFIC para qualquer ano fiscal.

Se a Empresa fosse classificada como PFIC, um detentor dos EUA poderia estar sujeito a consequências fiscais adversas materiais, incluindo estar sujeito a maiores quantias de imposto sobre ganhos e certas distribuições sobre as ações ou ADSs, bem como maiores requisitos de relatórios. Os detentores dos EUA devem consultar seus consultores fiscais sobre a possibilidade de a Empresa ser classificada como PFIC e as consequências se a Empresa fosse classificada como PFIC.

Imposto sobre o Rendimento Líquido de Investimentos – Um detentor dos EUA que seja um indivíduo, um espólio ou um fundo (exceto um fundo que se enquadre em uma classe especial de fundos que seja isento desse imposto) estará sujeito a um imposto de 3,8% sobre o menor de (i) a "renda líquida de investimento" do detentor dos EUA (no caso de indivíduos) ou "renda líquida de investimento não distribuída" (no caso de espólios e fundos) para o ano fiscal relevante e (ii) o excesso da "renda bruta ajustada modificada" do detentor dos EUA (no caso de indivíduos) ou "renda bruta ajustada" no caso de espólios e fundos) para o ano fiscal acima de um certo limite (que, no caso de indivíduos, será entre \$ 125.000 e \$ 250.000, dependendo das circunstâncias do indivíduo). A renda líquida de investimento de um detentor dos EUA geralmente incluirá sua renda de dividendos sobre as ações ou ADSs e seus ganhos líquidos da disposição das ações ou ADSs. Os detentores americanos que sejam pessoas físicas, espólios ou fundos fiduciários devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicabilidade desse imposto à sua renda e ganhos em relação às ações ou ADSs.

Relatório de informações e retenção de backup — Um detentor dos EUA que seja um indivíduo, um espólio ou um fundo (exceto um fundo que se enquadre em uma classe especial de fundos que seja isento desse imposto) estará sujeito a um imposto de 3,8% sobre o menor de (i) a "renda líquida de investimento" do detentor dos EUA (no caso de indivíduos) ou "renda líquida de investimento não distribuída" (no caso de espólios e fundos) para o ano fiscal relevante e (ii) o excesso da "renda bruta ajustada modificada" do detentor dos EUA (no caso de indivíduos) ou "renda bruta ajustada" no caso de espólios e fundos) para o ano fiscal acima de um certo limite (que, no caso de indivíduos, será entre \$125.000 e \$250.000, dependendo das circunstâncias do indivíduo). A renda líquida de investimento de um detentor dos EUA geralmente incluirá sua renda de dividendos sobre as ações ou ADSs e seus ganhos líquidos da disposição das ações ou ADSs. Os detentores americanos que sejam pessoas físicas, espólios ou fundos fiduciários devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicabilidade desse imposto à sua renda e ganhos em relação às ações ou ADSs.

Requisitos de divulgação para ativos financeiros estrangeiros especificados – Certos detentores dos EUA que possuem certos "ativos financeiros estrangeiros especificados" com um valor agregado superior a US\$50.000 no

último dia do ano fiscal ou US\$75.000 a qualquer momento durante o ano fiscal são geralmente obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com suas declarações de imposto de renda, atualmente no Formulário 8938, com relação a tais ativos. "Ativos financeiros estrangeiros especificados" geralmente incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira não americana, bem como títulos emitidos por um emissor não americano (o que incluiria nossas ações e ADSs) que não são mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de relatórios mais altos se aplicam a certos indivíduos que vivem no exterior e a certos indivíduos casados. Os detentores dos EUA que não relatarem seus ativos financeiros estrangeiros especificados podem estar sujeitos a penalidades fiscais substanciais. Os detentores dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação dessas regras de relatórios de informações aos ADSs ou ações, incluindo a aplicação dessas regras às suas próprias circunstâncias particulares.

F. Dividendos e Agentes Pagadores

Não aplicável.

G. Declarações de especialistas

Não aplicável.

H. Documentos em exposição

Estamos sujeitos aos requisitos de informação do Securities Exchange Act de 1934, conforme alterado, ou Exchange Act. De acordo com esses requisitos, arquivamos relatórios e outras informações na SEC. Esses materiais, incluindo este relatório anual e os anexos que o acompanham, podem ser inspecionados e copiados na Sala de Referência Pública da SEC em 100 F Street, N.E., Sala 1580, Washington D.C. 20549. Cópias dos materiais podem ser obtidas na Sala de Referência Pública da SEC a taxas prescritas. O público pode obter informações sobre a operação da Sala de Referência Pública da SEC ligando para a SEC nos Estados Unidos em 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham este relatório anual podem ser inspecionadas em nossos principais escritórios executivos localizados na Avenida Barbacena, 1.200, 30190-131 Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

I. Informação subsidiária

Não aplicável.

J. Relatório anual aos titulares de títulos

Não aplicável.

Item 11. Divulgações quantitativas e qualitativas sobre risco de mercado

Estamos expostos ao risco de mercado resultante de taxas de câmbio estrangeiras e flutuações nas taxas de juros.

O risco cambial resulta de alguns dos nossos empréstimos e financiamentos serem denominados em moedas (principalmente o dólar americano) diferentes da moeda em que obtemos receitas (o real brasileiro).

Risco de taxa de câmbio

Em 31 de dezembro de 2023, R\$ 1.857 milhões, representando 18,89% do nosso endividamento em aberto, eram denominados em moedas estrangeiras, dos quais 100% eram denominados em dólares americanos. Não temos receitas substanciais denominadas em moedas estrangeiras e, devido a regulamentações que exigem que mantenhamos excesso de caixa em depósitos em contas denominadas em reais em bancos brasileiros; não temos ativos monetários denominados em moedas estrangeiras.

As variações cambiais da aquisição de energia de Itaipu Binacional são equilibradas pela CVA e Outros componentes financeiros no reajuste tarifário. Esse valor é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário. Assim, essa exposição afeta o fluxo de caixa do ano, mas não afeta o resultado do ano.

A Companhia preparou uma análise de sensibilidade sobre os passivos expostos com relação à depreciação do real em relação ao dólar americano, com base em um cenário "provável" e um "adverso".

Com base em 31 de dezembro de 2023, a CEMIG pode encontrar alívio de R\$ 60 milhões em um cenário "provável" e, em um cenário "adverso", um aumento de R\$ 501 milhões de seus passivos expostos para o próximo ano.

A tabela abaixo fornece informações resumidas sobre nossa exposição ao risco cambial em 31 de dezembro de 2023:

Risco: exposição à taxa de câmbio	Cenário base	Cenário Provável US\$1 = R\$4,98	Cenário adverso US\$1 = R\$6,00
Dólares americanos			
Empréstimos e financiamentos	(1 .857)	(1 .910)	(2 .301)
Fornecedores (Itaipu Binacional)	(240)	(247)	(297)
	(2 .097)	(2 .157)	(2 .598)
Passivo líquido exposto	(2 .097)	(2 .157)	(2 .598)
Efeito líquido da flutuação da taxa de câmbio	—	(60)	(501)

Transações de Swap

Considerando que parte dos Empréstimos e financiamentos das controladas da Companhia são denominados em moeda estrangeira, as companhias utilizam instrumentos financeiros derivativos (swaps e opções de moeda) para proteger o serviço associado a essas dívidas (principal mais juros).

Os instrumentos financeiros derivativos contratados têm a finalidade de proteger as operações contra os riscos decorrentes da variação cambial e não são utilizados para fins especulativos.

O valor nominal das operações com derivativos não é apresentado no balanço patrimonial da Companhia, pois se referem a operações que não requerem caixa, sendo registrados apenas os ganhos ou perdas efetivamente incorridas.

A tabela abaixo apresenta os instrumentos derivativos contratados pela Companhia em 31 de dezembro de 2023:

Ativo (1)	Passivo	Período de maturação	Mercado comercial	Montante nominal (2)	Valor contábil 2023	Valor justo 2023
Variação cambial do dólar americano + Taxa (9,25% a.a.)	Moeda local R\$ + 152,01% do CDI	Juros: Semestral Principal: dez. 2024	De balcão	US\$250	191	161
Variação cambial do dólar americano + Taxa (9,25% a.a.)	Moeda local R\$ + 152,01% do CDI	Juros: Semestral Principal: dez. 2024	De balcão	US\$500	254	207
					445	368
Ativo não circulante						368
Passivo corrente						—

(1) Para o Eurobond de US\$ 1 bilhão emitido em dezembro de 2017: (i) para o principal, foi contratado um *call spread*, com piso de R\$ 3,25/US\$ e teto de R\$ 5,00/US\$; e (ii) foi contratado um swap para os juros totais, para um cupom de 9,25% a.a. a uma taxa média equivalente a 150,49% do CDI. Para a emissão adicional de US\$ 500 do mesmo Eurobond emitido em julho de 2018, foi contratado um *call spread* para o principal, com piso de R\$ 3,85/US\$ e teto de R\$ 5,00/US\$, e foi contratado um swap para os juros, resultando em um cupom de 9,25% a.a., com taxa média equivalente a 125,52% do CDI. O limite superior para a taxa de câmbio no instrumento de hedge contratado pela Companhia para o principal dos Eurobonds é de R\$ 5,00/US\$. O instrumento vence em dezembro de 2024. Caso a taxa de câmbio USD/BRL ainda esteja acima de R\$ 5,00 em dezembro de 2024, a companhia desembolsará, naquela data, a diferença entre o limite superior da faixa de proteção e o dólar spot naquela data. A Companhia está monitorando os possíveis riscos e impactos associados à valorização do dólar acima de R\$ 5,00 e avaliando diversas estratégias para mitigação do risco cambial até a data de vencimento da operação. O instrumento de hedge protege integralmente o pagamento de juros semestrais, independentemente da taxa de câmbio USD/BRL.

(2) Em milhões de US\$.

De acordo com a prática de mercado, a Companhia utiliza um método de marcação a mercado para mensurar seus instrumentos financeiros derivativos para seus Eurobonds. Os principais indicadores para mensuração do valor justo do swap são as curvas de mercado futuro B3 para a taxa DI e o dólar. O modelo Black & Scholes é utilizado para precificar o *call spread*, e um dos parâmetros do qual é a volatilidade do dólar, medida com base em seu histórico de 2 anos.

Risco da taxa de juros

Essa exposição ocorre em decorrência dos ativos líquidos indexados à variação das taxas de juros, conforme segue:

	2023 (em milhões de R\$)
Ativo	
Equivalentes de caixa - Aplicações financeiras - CDI	1.342
Títulos negociáveis - CDI / SELIC	774
Receita de indenização de geração	784
Caixa restrito - CDI	31
CVA e em tarifas - SELIC	806
	3.737
Passivo	
Empréstimos e debêntures - CDI	(3.508)
Empréstimos e debêntures - TJLP	—
Passivo financeiro do setor	—
	(3.508)
Ativos líquidos expostos	229

Em relação ao risco de taxa de juros mais significativo, a Companhia e suas controladas estimam que em um cenário provável a taxa Selic será de 9,25% e a taxa TJLP será de 6,27% em 31 de dezembro de 2023. A Companhia e suas controladas fizeram uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados considerando um cenário adverso em relação ao cenário provável, conforme demonstrado na tabela abaixo. A taxa CDI acompanha a taxa Selic.

Risco: Aumento dos juros brasileiros	2023		2024	
	Valor de registro	Cenário provável		Cenário adverso
		Selic 9,25%	TJLP 6,27%	Selic 13,25%
Ativos				
Equivalentes de caixa	1.342	1.466	1.466	1.520
Títulos negociáveis	774	846	846	877
Caixa restrito	31	33	33	35
CVA e Outros componentes financeiros - SELIC	806	880	880	912
	<u>2.953</u>	<u>3.225</u>	<u>3.225</u>	<u>3.344</u>
Passivo				
Empréstimos e financiamentos (Nota 22) - CDI				
	<u>(3.508)</u>	<u>(3.833)</u>	<u>(3.833)</u>	<u>(3.973)</u>
Efeito líquido da flutuação nas taxas de juros	(3.508)	(3.833)	(3.833)	(3.973)
Ativos				
Equivalentes de caixa				
Títulos negociáveis				
Caixa restrito	(555)	(608)	(608)	(629)
CVA e Outros componentes financeiros - SELIC				
		(53)	(53)	(74)

Aumento do risco de inflação

A Companhia está exposta ao risco de aumento do índice de inflação em 31 de dezembro de 2023. Parte dos empréstimos, financiamentos e debêntures, bem como o passivo do fundo de pensão são corrigidos pelo IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo). As receitas também são corrigidas pelo IPCA e IGP-M, mitigando parte da exposição ao risco da Companhia.

Esta tabela apresenta a exposição líquida da Companhia ao índice de inflação:

Exposição ao risco de inflação	2023	2022
Ativos		
Ativos financeiros da concessão relacionados à infraestrutura de distribuição - IPCA (1)	1.920	1.407
Taxa de outorga da concessão - IPCA (Nota 14)	3.031	2.950
	<u>4.951</u>	<u>4.357</u>
Passivo		
Empréstimos e debêntures - IPCA e IGP-DI		
Dívida com fundo de pensão (Forluz) - IPCA	(4.522)	(4.630)
Déficit do plano de pensão (Forluz) - IPCA	(90)	(251)
	<u>(521)</u>	<u>(545)</u>
Ativos líquidos expostos	(521)	(545)
Ativos		
Ativos financeiros da concessão relacionados à infraestrutura de distribuição - IPCA (1)	(5.133)	(5.426)
Taxa de outorga da concessão - IPCA (Nota 14)		
	<u>(182)</u>	<u>(1.069)</u>

(1) Parcela dos ativos financeiros da concessão referente à Base de Remuneração Regulatória de Ativos homologada pelo poder concedente (ANEEL) após o 4º ciclo de revisão tarifária.

Risco de liquidez

A CEMIG possui fluxo de caixa suficiente para cobrir as necessidades de caixa relacionadas às suas atividades operacionais.

A Companhia gerencia o risco de liquidez com um conjunto de métodos, procedimentos e instrumentos coerentes com a complexidade do negócio, aplicados em controle permanente dos processos financeiros, para garantir uma gestão de risco adequada.

A CEMIG gerencia o risco de liquidez monitorando permanentemente seu fluxo de caixa de forma orçamentária. Os saldos são projetados mensalmente, para cada uma das empresas, em um período de 12 meses, e a liquidez diária é projetada em 180 dias.

Os investimentos de curto prazo devem obedecer aos princípios de investimento estabelecidos na Política de Investimentos de Caixa da Companhia. Entre eles, a aplicação de seus recursos em fundos de investimento de crédito privado, sem risco de mercado, e o investimento do restante diretamente em CDBs bancários ou contratos compromissados que rendem juros à taxa CDI.

Na gestão dos investimentos de caixa, a Companhia busca obter rentabilidade por meio de uma análise rígida do risco de crédito das instituições financeiras, aplicando limites operacionais para cada banco, com base em avaliações que levam em consideração seus ratings, exposições e balanço. Ela também busca maiores retornos sobre os investimentos investindo estrategicamente em títulos com vencimentos de investimento mais longos, tendo em mente os requisitos mínimos de controle de liquidez da Companhia.

Qualquer redução nas classificações da Companhia pode resultar em uma redução de sua capacidade de obter novos financiamentos e pode tornar o refinanciamento de dívidas ainda não vencidas mais difícil ou mais custoso. Nessa condição, qualquer financiamento ou refinanciamento da dívida da Companhia pode ter taxas de juros mais altas ou pode exigir o cumprimento de covenants mais onerosos, o que pode causar restrições adicionais às operações do negócio.

O fluxo de pagamentos da obrigação da Companhia com fornecedores, dívidas com o fundo de pensão, Empréstimos e debêntures, a taxas flutuantes e fixas, incluindo juros futuros até as datas de vencimento contratuais, é o seguinte:

	Até 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Instrumentos financeiros a juros:						
- Taxas flutuantes						
Empréstimos e debêntures	47	460	2.920	7.405	1.236	12.068
Concessões onerosas	—	1	3	13	16	33
Dívida com plano de previdência (Forluz)	15	31	46	—	—	92
Déficit do plano de previdência (FORLUZ)	7	14	63	363	316	763
	<u>69</u>	<u>506</u>	<u>3.032</u>	<u>7.781</u>	<u>1.568</u>	<u>12.956</u>
- Taxa fixa						
Fornecedores						
Instrumentos financeiros a juros:						
- Taxas flutuantes						
	2.854	163	—	—	—	3.017
Total	<u>2.923</u>	<u>669</u>	<u>3.032</u>	<u>7.781</u>	<u>1.568</u>	<u>15.973</u>

Item 12. Descrição de títulos que não sejam títulos de capital

A. Títulos da dívida

Não aplicável.

B. Garantias e direitos

Não aplicável.

C. Outros títulos

Não aplicável.

D. Ações Depositárias Americanas

O Citibank, N.A, atua como depositário (o "Depositário") para nossos ADSs Ordinários e ADSs Preferenciais. Os detentores de ADSs, qualquer pessoa ou entidade que tenha um interesse benéfico decorrente da propriedade dos ADSs e pessoas que depositam ações ou entregam ADSs para cancelamento e retirada de Títulos Depositados (conforme definido nos Contratos de Depósito) são obrigados a pagar ao Depositário certas taxas e encargos relacionados, conforme identificados abaixo.

As taxas associadas aos nossos ADSs são as seguintes:

Serviço	Taxa	Pago por quem
(1) Emissão de ADSs (por exemplo, uma emissão mediante depósito de Ações, mediante alteração na relação ADS(s)-para-Ação(ões), ou por qualquer outro motivo), excluindo emissões como resultado de distribuições descritas no parágrafo (4) abaixo.	Até US\$ 5,00 por 100 ADSs (ou fração deles) emitidos.	Pessoas depositando ações ou pessoas recebendo ADSs.
(2) Cancelamento de ADSs (por exemplo, cancelamento de ADSs para Entrega de Ações depositadas, mediante alteração na relação ADS(s)-para-Ação(ões), ou por qualquer outro motivo).	Até US\$ 5,00 por 100 ADSs (ou fração deles) entregues.	Pessoa para quem ADSs estão sendo cancelados
(3) Distribuição de dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro (por exemplo, mediante venda de direitos e outros direitos).	Até US\$ 5,00 por 100 ADSs (ou fração deles) mantidos.	Pessoas para quem a distribuição é feita.
(4) Distribuição de ADSs de acordo com (i) dividendos em ações ou outras distribuições gratuitas de ações, ou (ii) exercício de direitos de compra de ADSs adicionais.	Até US\$ 5,00 por 100 ADSs (ou fração deles) mantidos.	Pessoas para quem a distribuição é feita.
(5) Distribuição de títulos que não sejam ADSs ou direitos de compra de ADSs adicionais (por exemplo, ações cindidas).	Até US\$ 5,00 por 100 ADSs (ou fração deles) emitidos.	Pessoas para quem a distribuição é feita.
(6) Serviços ADS	Até US\$ 5,00 por 100 ADSs (ou fração deles) mantidos na(s) data(s) de registro aplicável(eis) estabelecida(s) pelo Depositário.	Pessoa detentora de ADSs na(s) data(s) de registro aplicável(eis) estabelecida(s) pelo Depositário.
(7) Registro de Transferências de ADS (por exemplo, mediante registro da transferência de propriedade registrada de ADSs, mediante transferência de ADSs para DTC e vice-versa, ou por qualquer outro motivo).	US\$ 1,50 por certificado apresentado para transferência.	Pessoa para quem ou para quem ADSs são transferidos.
(8) Conversão de ADSs de uma série para ADSs de outra série (por exemplo, mediante conversão de ADSs de Direito Parcial para ADSs de Direito Total).	Até US\$ 5,00 por 100 ADSs (ou fração deles) convertidos.	Pessoa para quem ADSs são convertidos ou para quem os ADSs convertidos são entregues.

Pagamentos depositários diretos e indiretos.

Temos um acordo com o Depositário para reembolsar a Empresa, até um valor limitado, por certas despesas relacionadas aos nossos programas de ADR, incluindo taxas de listagem, despesas legais e contábeis, custos de distribuição de procuração e despesas relacionadas a relações com investidores. Esses reembolsos para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023 totalizaram um valor líquido de US\$ 5,340 milhões, após a dedução dos impostos aplicáveis dos EUA, no valor de US\$ 2,288 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplências, Atrasos de Dividendos e Inadimplências

Não aplicável.

Item 14. Modificações materiais nos direitos dos detentores de títulos e uso dos recursos

Não aplicável.

Item 15. Controles e procedimentos

(a) Avaliação de controles e procedimentos para divulgação

Nosso Conselho Executivo, incluindo nosso Diretor Executivo ('CEO') e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, avaliou a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras 13a-15(e) e 15d-15(e) sob o Exchange Act) em 31 de dezembro de 2023, e concluiu que esses controles e procedimentos eram eficazes.

Os controles e procedimentos de divulgação são projetados para fornecer garantia razoável de que as informações exigidas para serem divulgadas por nós nos relatórios que arquivamos ou enviamos sob o Securities Exchange Act de 1934, conforme alterado, sejam registradas, processadas, resumidas e relatadas dentro do período especificado nas regras e formulários da SEC. Esses controles e procedimentos de divulgação incluem, sem limitação, controles e procedimentos projetados para fornecer garantia razoável de que as informações exigidas para serem divulgadas por nós nos relatórios que arquivamos ou enviamos sejam acumuladas e comunicadas à administração da Empresa, incluindo o principal executivo e o diretor financeiro, conforme apropriado para permitir decisões oportunas sobre a divulgação necessária. Dessa forma, nossa administração, incluindo nosso principal executivo e diretor financeiro, concluiu que as demonstrações financeiras consolidadas incluídas neste Formulário 20-F apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, nossa posição financeira, resultados operacionais e fluxos de caixa para os períodos apresentados em conformidade com as IFRS emitidas pelo IASB.

(b) Relatório Anual da Administração sobre Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

A gerência é responsável por estabelecer e manter controle interno adequado sobre relatórios financeiros, conforme definido nas Regras 13a-15(f) e 15d-15(f) do Exchange Act.

Nosso sistema de controle interno foi projetado para fornecer uma garantia razoável quanto à integridade e confiabilidade das demonstrações financeiras publicadas. Nosso controle interno sobre relatórios financeiros inclui as políticas e procedimentos que:

- I. Pertencem à manutenção de registros que, em detalhes razoáveis, reflitam de forma precisa e justa as transações e disposições dos ativos da Empresa;
- II. Fornecer garantia razoável de que as transações sejam registradas conforme necessário para permitir a preparação de demonstrações financeiras de acordo com o IFRS, e que os recebimentos e despesas da Empresa estejam sendo feitos apenas de acordo com as autorizações da administração e dos Diretores da Empresa; e
- III. Fornecer garantia razoável quanto à prevenção ou detecção oportuna de aquisição, uso ou disposição não autorizados dos ativos da Empresa que possam ter um efeito material nas demonstrações financeiras.

Todos os sistemas de controle interno, não importa quão bem projetados, têm limitações inerentes e podem fornecer apenas garantia razoável de que os objetivos do sistema de controle sejam atendidos.

A administração avaliou o controle interno sobre relatórios financeiros sob a supervisão de nosso CEO e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, em 31 de dezembro de 2023, com base nos critérios estabelecidos na

Estrutura de Controle Interno Integrado emitida pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway, ou COSO (2013). Com base nesses critérios, nossa administração concluiu que, para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023, o sistema de controle interno foi eficaz. Nosso CEO e CFO certificaram que, até onde sabem, as demonstrações financeiras e outras informações financeiras incluídas neste Formulário 20-F apresentam razoavelmente em todos os aspectos materiais a condição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Empresa a partir de e para os períodos mostrados neste Formulário 20-F.

(c) Relatório de Certificação de Firma de Contabilidade Pública Independente Registrada

Nossos auditores independentes auditaram a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2023, conforme declarado em sua opinião, incluída neste relatório anual.

(d) Mudanças no Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Não houve mudanças significativas em nosso controle interno sobre relatórios financeiros durante o ano encerrado em 31 de dezembro de 2023 que tenham afetado materialmente, ou que provavelmente afetarão materialmente, nosso controle interno sobre relatórios financeiros.

Item 16. [Reservado]

Item 16A. Comitê de Auditoria Especialista Financeiro

Estabelecemos um Comitê de Auditoria em 11 de junho de 2018 em conformidade com a Lei das Estatais Brasileira, que opera como um comitê de auditoria para fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. De acordo com a Seção 10A-3 (c) (3) das regras da SEC sobre comitês de auditoria de empresas listadas na Bolsa de Valores de Nova York, emissores não americanos podem optar por não ter um comitê de auditoria separado composto por membros independentes, desde que tenham um conselho ou comitê de auditoria estabelecido que tenha sido escolhido de acordo com as regras legais de seu país de origem, que expressamente exijam ou permitam que esse comitê ou conselho cumpra certas obrigações. O especialista financeiro do nosso Comitê de Auditoria é Roberto Tommasetti e ele também satisfaz os requisitos de independência da Regra 10A-3.

Item 16B. Código de ética

Adotamos um código de ética conforme definido no Item 16B do Formulário 20-F sob o Exchange Act. Nosso código de ética se aplica ao nosso Diretor Executivo, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, e a pessoas que desempenham funções semelhantes, membros do Conselho de Administração, outros executivos e funcionários. Em 2022, o documento foi completamente revisado, tendo sofrido uma mudança em seu nome, formato e conteúdo, com o propósito de dar maior clareza a todos os envolvidos sobre os princípios éticos e regras de conduta da Companhia. Além disso, todos os funcionários devem receber obrigatoriamente o treinamento sobre o Código de Conduta da CEMIG, todos os anos.

Nosso código de ética é arquivado na SEC como um anexo a este Formulário 20-F e está disponível em nosso site www.cemig.com.br. Se alterarmos as disposições do nosso código de ética que se aplicam ao nosso Diretor Executivo, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, e/ou pessoas que desempenham funções semelhantes, ou se concedermos qualquer renúncia a tais disposições, divulgaremos tal alteração em nosso site no mesmo endereço.

Item 16C. Honorários e serviços do contador principal

A KPMG Auditores Independentes Ltda (PCAOB ID 1124 - São Paulo, SP, Brasil) atuou como nossa empresa de contabilidade pública registrada independente para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2023 e 2022. Os honorários totais por serviços profissionais prestados por nossos auditores independentes em 2023 e 2022 são de R\$

7.096 mil e R\$ 5.670 mil, respectivamente. Os honorários totais cobrados por serviços profissionais, incluindo despesas diretas, e uma repartição desses valores por categoria de serviço, conforme a seguir:

Ano encerrado em 31 de dezembro	(Milhares de reais)	
	2023	2022
Honorários de auditoria	6.291	4.322
Honorários relacionados à auditoria	161	101
Honorários de impostos	644	374
Total	7.096	4.797

Os honorários de auditoria incluem a auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e o controle interno sobre os relatórios financeiros, as revisões trimestrais de nossas demonstrações financeiras intermediárias consolidadas, a revisão legal de contas de nossas subsidiárias e certas auditorias regulatórias. Os honorários relacionados à auditoria incluem principalmente os procedimentos acordados exigidos pela concedente (ANEEL). Os honorários de impostos referem-se a certos serviços de conformidade tributária.

Políticas e procedimentos de pré aprovação do comitê de auditoria

Nosso Comitê de Auditoria atualmente atua como nosso conselho ou comitê de auditoria para fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. No entanto, conforme exigido pela legislação brasileira, adotamos políticas e procedimentos de pré-aprovação pelos quais todos os serviços de auditoria e não auditoria fornecidos por auditores externos devem ser aprovados pelo Conselho de Administração. Quaisquer propostas de serviço apresentadas por auditores externos precisam ser discutidas e aprovadas pelo Conselho de Administração durante suas reuniões. Uma vez que o serviço proposto é aprovado, formalizamos o engajamento dos serviços relevantes. A aprovação de quaisquer serviços de auditoria e não auditoria a serem fornecidos por nossos auditores externos é especificada nas atas das reuniões do Conselho de Administração. Todos os serviços mencionados acima foram pré-aprovados pelo Conselho de Administração e pelo Comitê de Auditoria.

Item 16D. Isenções das Normas de Listagem para Comitês de Auditoria

Contamos com a isenção geral dos padrões de listagem relacionados a comitês de auditoria contidos na Regra 10A-3(c) (3) sob o Exchange Act. Nosso Comitê de Auditoria desempenha as funções de um comitê de auditoria dos Estados Unidos na medida permitida pela lei brasileira. A lei brasileira exige que nosso Comitê de Auditoria seja separado de nosso conselho de administração, e os membros de nosso Comitê de Auditoria não são eleitos pela administração da Empresa. A lei brasileira fornece padrões para a independência de nosso Comitê de Auditoria de nossa administração. Nosso Comitê de Auditoria é composto por quatro membros, um dos quais é membro de nosso conselho de administração.

Não acreditamos que nossa confiança nesta isenção geral afetará materialmente a capacidade de nosso Comitê de Auditoria de agir de forma independente e satisfazer os outros requisitos dos padrões de listagem relacionados a comitês de auditoria contidos na Regra 10A-3 sob o Exchange Act.

Também temos um Conselho Fiscal constituído de acordo com os requisitos da lei brasileira. Veja mais informações no Item 6. Diretores, Gerentes Sêniores e Funcionários.

Item 16E. Compras de Títulos Patrimoniais pelo Emissor e Compradores Afiliados

Não aplicável.

Item 16F. Alteração do Contabilista Certificador do Registrante

Não aplicável.

Item 16G. Governança corporativa

Diferenças de governança corporativa em relação às práticas da NYSE

Em 4 de novembro de 2003, a NYSE estabeleceu novas regras de governança corporativa. De acordo com as regras, os emissores privados estrangeiros estão sujeitos a um conjunto mais limitado de requisitos de governança corporativa do que os emissores nacionais dos EUA. De acordo com as regras da NYSE, somos obrigados apenas a: (i) ter um comitê de auditoria ou Conselho Fiscal, de acordo com uma isenção aplicável disponível para emissores privados estrangeiros, que atenda a certos requisitos, (ii) fornecer certificação imediata por nosso CEO de qualquer não conformidade material com quaisquer regras de governança corporativa e (iii) fornecer uma breve descrição das diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e a prática de governança corporativa da NYSE exigida a ser seguida por empresas listadas nos EUA. A discussão das diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e aquelas exigidas de empresas listadas nos EUA segue abaixo.

Para obter mais informações sobre nossas práticas de governança corporativa, consulte o Item 9. O Mercado de Negociação de Oferta e Listagem — Negociação na B3.

Seção	Regra de governança corporativa da NYSE para emissores nacionais dos EUA	Nossa abordagem
303A.01	Uma empresa listada deve ter a maioria de diretores independentes; "Empresas controladas" não são obrigadas a cumprir com este requisito.	De acordo com a Seção 303A das regras da NYSE, "empresa controlada" é considerada uma empresa na qual mais de 50% do poder de voto é detido por um indivíduo, um grupo ou outra empresa. Como 50,97% das ações com direito a voto da CEMIG são detidas pelo Estado de Minas Gerais, ela é considerada uma empresa controlada. Portanto, esse requisito atualmente não se aplica à CEMIG.
303A.03	Os diretores não administrativos de uma empresa listada devem se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem a gerência.	Os diretores não administrativos da CEMIG não se reúnem em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.
303A.04	Uma empresa listada deve ter um comitê de nomeação/governança corporativa composto inteiramente por diretores independentes, com um estatuto escrito que cubra certos deveres mínimos especificados. "Empresas controladas" não são obrigadas a cumprir com este requisito.	Como uma empresa controlada, a CEMIG não é obrigada a ter um comitê de nomeação/governança. No entanto, a CEMIG tem um Comitê de Governança Corporativa, composto por diretores dependentes e independentes, e suas responsabilidades são claramente definidas nos regulamentos internos do Conselho de Administração.
303A.05	Uma empresa listada deve ter um comitê de remuneração composto inteiramente por diretores independentes, com um estatuto escrito que cubra certos deveres mínimos especificados; "Empresas controladas" não são obrigadas a cumprir com este requisito.	Como uma empresa controlada, a CEMIG não seria obrigada a cumprir os requisitos do comitê de remuneração como se fosse um emissor doméstico dos EUA. A CEMIG não tem um comitê de remuneração.
303A.06 and 303A.07	Uma empresa listada deve ter um comitê de auditoria com um mínimo de três diretores independentes que satisfaçam os requisitos de independência da Regra 10A-3 sob o Securities Exchange Act de 1934, conforme alterado, com um estatuto escrito que cubra certos deveres mínimos especificados.	A CEMIG exerceu sua prerrogativa sob a Regra 10A-3 da SEC e a Lei Sarbanes Oxley de 2002, que permitem que emissores não americanos não tenham um Comitê de Auditoria. Nosso Comitê de Auditoria desempenha as funções de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos até o limite permitido pela lei brasileira. O Comitê de Auditoria da CEMIG é um órgão permanente, responsável, principalmente, pela inspeção e supervisão das atividades da administração e pela verificação do cumprimento dos gerentes com seus deveres sob a lei e sob os estatutos.
303A.08	Os acionistas devem ter a oportunidade de votar em todos os planos de remuneração de ações e revisões materiais deles, com isenções limitadas estabelecidas nas regras da NYSE.	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira, a pré-aprovação dos acionistas é necessária para a adoção de planos de remuneração em ações.
303A.09	Uma empresa listada deve adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que cubram certos assuntos mínimos especificados.	A listagem da CEMIG na B3 está no Nível 1 de Governança Corporativa e, portanto, a CEMIG é obrigada a cumprir as regras contidas nesses regulamentos relacionados. Além disso, o Manual de Divulgação e Uso de Informações da CEMIG, sua Política de Negociação de Valores Mobiliários, o Regimento Interno de seu Conselho de Administração e seu Código de Ética descrevem regras importantes de governança corporativa, que orientam sua gestão.

303A.12

Cada CEO de empresa listada deve certificar à NYSE a cada ano que ele ou ela não está ciente de nenhuma violação pela empresa dos padrões de listagem de governança corporativa da NYSE.

O CEO da CEMIG notificará prontamente a NYSE por escrito após qualquer executivo da CEMIG tomar conhecimento de qualquer não conformidade material com quaisquer disposições aplicáveis das regras de governança corporativa da NYSE.

Item 16H. Divulgação de Segurança de Mina

Não aplicável.

Item 16I. Divulgação sobre jurisdições estrangeiras que impedem inspeções

Não aplicável.

Item 16J. Políticas de negociação com informações privilegiadas

Não aplicável.

Item 16K. Segurança cibernética

Riscos de segurança cibernética

Mantemos uma infraestrutura de segurança cibernética robusta para proteger nossas operações, redes e dados por meio de medidas de segurança abrangentes, incluindo nossas ferramentas de tecnologia, gerenciamento interno e provedores de serviços externos. Nossos processos para avaliar, identificar e gerenciar riscos materiais de ameaças à segurança cibernética são integrados ao nosso sistema de gerenciamento de riscos. Usamos uma variedade de ferramentas e processos para coletar dados relevantes e identificar, monitorar, avaliar e gerenciar riscos materiais de segurança cibernética.

A empresa possui um processo de gerenciamento de riscos corporativos formalmente definido na Política de Gerenciamento de Riscos Corporativos e Controles Internos (NO – 02.19), que mapeia os riscos do processo, identifica os principais riscos e revisa a matriz de riscos anualmente. Os riscos identificados são classificados e tratados por meio de planos de ação.

O conselho de administração é responsável pela avaliação e aprovação da Matriz de Principais Riscos, bem como pelas diretrizes gerais para o estabelecimento dos limites aceitáveis de exposição a riscos da Companhia.

O risco de segurança cibernética é mapeado como um dos principais riscos da empresa e, para mitigá-lo, a Cemig coloca em prática processos, políticas e ferramentas, incluindo, entre outros:

- Política de Segurança da Informação: A Cemig possui uma Política de Segurança da Informação (PSI), que define seus princípios de segurança e garante que funcionários, fornecedores e demais usuários sigam as regras de segurança;
- Processo de gerenciamento de vulnerabilidades e ameaças: Este processo monitora o ambiente para identificar vulnerabilidades existentes e aplicar as correções necessárias. O ambiente externo também é monitorado por meio do serviço “*Threat intelligence*”, que busca identificar possíveis vazamentos de credenciais ou informações na *deep web*, abuso da marca Cemig e outras fraudes;
- Segurança de rede: A Cemig é protegida por soluções de segurança de rede, que incluem filtro de conteúdo web, sistema de prevenção de intrusão, software AntiSpam e firewalls de última geração;
- Programa de Treinamento e Conscientização: A empresa possui um processo de conscientização da força de trabalho que consiste em treinamentos por meio de sua plataforma própria de ensino a distância, a UniverCemig, para conscientizar sobre segurança da informação, promover mudanças comportamentais e perceber a importância da segurança da informação para a força de trabalho da empresa. Por meio da intranet da empresa, campanhas de comunicação orientam os funcionários sobre o uso seguro da internet, prevenção de fraudes, phishing e golpes, além do uso responsável dos ativos da empresa;

- DLP (*Data Loss Prevention*) e ferramenta de classificação eletrônica de informações que monitora e previne o vazamento de dados pessoais e confidenciais e aplica proteção de criptografia a documentos críticos;
- Uso de autenticação de múltiplos fatores (MFA) para todas as conexões VPN e acesso às redes corporativas e operacionais. Adicionalmente, implementamos uma solução de acesso virtualizado (VDI) para mão de obra terceirizada;
- Simulação de ataque de *phishing*: campanhas de simulação de *phishing* são realizadas com o objetivo de treinar os funcionários na identificação de ameaças recebidas por e-mail e reportar comportamentos suspeitos para a área de segurança cibernética;
- Proteção de *Endpoint*: a Cemig implementa soluções de antivírus (AV) e *Endpoint Detection & Response* (EDR) em desktops e servidores. A Cemig também possui firewalls de última geração e sistema de prevenção de intrusão (IPS);
- Gerenciamento Central de Registros: a Cemig utiliza uma solução de Gerenciamento de Informações e Eventos de Segurança (SIEM) que coleta, gerencia e analisa eventos de muitas fontes e é conectada a outras soluções de segurança, o que permite que analistas de segurança respondam rapidamente quando qualquer atividade suspeita é detectada;
- SOC – *Security Operation Center*: A equipe do SOC realiza o monitoramento contínuo do ambiente de TI por meio de diversas ferramentas para detecção, identificação, contenção e erradicação de qualquer ameaça;
- Terceiros: Em 2023, criamos uma política para aplicar os requisitos de segurança da Informação a todos os fornecedores que podem ter direitos de acesso, criação, processamento, manutenção, transferência e armazenamento de dados fora do ambiente de TI da empresa.

Governança

Nosso conselho de administração supervisiona a abordagem da administração para gerenciar riscos de segurança cibernética como parte de sua supervisão de gerenciamento de riscos. Nosso conselho de administração mantém discussões periódicas com a administração sobre nossas diretrizes e políticas com relação a riscos de segurança cibernética e recebe relatórios regulares de nosso Diretor Adjunto de TI – DTI sobre tais riscos e as medidas que a administração tomou para monitorar e controlar qualquer exposição resultante de tais riscos.

A Cemig possui um Comitê de Privacidade, Proteção de Dados e Segurança Cibernética sob a coordenação da Diretoria Adjunta de Conformidade, Riscos Corporativos e Controles Internos, que é responsável por escolhas estratégicas relacionadas à privacidade, proteção de dados e segurança cibernética e tem como uma de suas responsabilidades apoiar o Conselho de Administração na definição de investimentos em recursos tecnológicos, aquisição de conhecimento, tendências e indicadores para uma gestão preventiva e eficaz. A coordenação deste comitê é realizada pela Diretoria Adjunta de Compliance, Riscos Corporativos e Controles Internos e secretariada pela Gerência de Privacidade e Proteção de Dados - DCI/PR, em questões de privacidade e proteção de dados, e pela Gerência de Arquitetura de Sistemas e Engenharia de Software - DTI/AE, em questões de segurança da informação e segurança cibernética e envolve as Diretorias de TI, Compliance, Jurídica, Negócios e Gestão de Pessoas, conforme definido na Circular DCI 03/2022.

O Conselho de Administração também é assessorado pelo Comitê de Auditoria, que é um órgão de apoio independente, de caráter consultivo e permanente. Este comitê tem como objetivo avaliar a eficácia do sistema de controle interno, gestão de riscos e recomendar correção e aprimoramento de políticas, práticas e procedimentos.

A Cemig possui um sistema de controle de segurança de TI, baseado no Cobit 5 e a eficácia dos controles internos, governança e gestão de riscos é monitorada por meio de relatórios periódicos das auditorias interna e externa, sobre os resultados de suas atividades, incluindo respostas do Conselho de Administração às recomendações efetuadas sobre controles e não conformidades, dando seguimento aos apontamentos e recomendações.

A administração da segurança da informação, a segurança cibernética e a execução dos controles internos de TI estão sob a responsabilidade do Sr. Luiz Claudio Correa Vilanni, Diretor Adjunto de TI – DTI da CEMIG, que é responsável por avaliar, identificar e gerenciar os riscos de ameaças à segurança cibernética. O Sr. Villani tem mais de 20 anos de experiência como CIO em diversas empresas do setor de TI, serviços e automotivo. Ele tem conhecimento especializado em ITIL, gerenciamento de serviços de TI, estratégia de TI e Datacenter.

Durante 2023 e até a data deste relatório anual, não identificamos nenhum incidente de segurança cibernética que tenha afetado materialmente, ou seja razoavelmente provável que afete materialmente, a empresa ou nossa estratégia de negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

PARTE III

Item 17. Declarações Financeiras

Veja “Item 18. Declarações Financeiras”.

Item 18. Declarações financeiras

É feita referências às páginas F-1 a F-**Erro! Indicador não definido.** deste documento.

As seguintes demonstrações financeiras consolidadas são arquivadas como parte deste relatório anual no Formulário 20-F:

- Relatório da Firma Independente de Contabilidade Pública Registrada em 31 de dezembro de 2023 e 2022 das Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig (PCAOB ID: 1124);
- Relatório da Firma Independente de Contabilidade Pública Registrada sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig (PCAOB ID: 1448);
- Relatório da Firma Independente de Contabilidade Pública Registrada sobre o Controle Interno sobre Relatórios Financeiros da Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig;
- Demonstração Consolidada Auditada da Posição Financeira em 31 de dezembro de 2023 e 2022;
- Demonstração Consolidada Auditada do Resultado para os anos findos em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021;
- Demonstração Consolidada Auditada do Resultado Abrangente para os anos findos em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021;
- Demonstração Consolidada Auditada das Mutações do Patrimônio Líquido para os anos findos em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021;
- Demonstração Consolidada Auditada do Fluxo de Caixa para os anos findos em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021;
- Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas;

Item 19. Anexos

Os seguintes documentos estão incluídos como anexos a este relatório anual:

No.	Descrição
1	Estatutos sociais da CEMIG, conforme alterados e em vigor desde 11 de dezembro de 2023.
2.1	Segundo Contrato de Depósito Alterado e Reformulado, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e proprietários beneficiários de ADSs evidenciados por ADRs emitidos sob ele (incorporado por referência à Declaração de Registro no Formulário F-6 referente aos ADSs arquivados em 20 de agosto de 2001 (Arquivo nº 333-13826)). (P)
2.2	Contrato de Acionistas datado de 18 de junho de 1997, entre o Governo Estadual e a Southern, referente aos direitos e obrigações dos proprietários de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 de nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
2.3	Emenda nº 1 ao Segundo Contrato de Depósito Alterado e Reformulado, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e proprietários beneficiários de ADSs evidenciados por ADRs emitidos sob ele (incorporado por referência à Declaração de Registro no Formulário F-6 referente aos ADSs arquivados em 11 de junho de 2007 (Arquivo nº 333-143636)).
2.4	Emenda nº 2 ao Segundo Contrato de Depósito Alterado e Reformulado, datado de 15 de abril de 2022, entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (a “Empresa”), o Citibank, N.A., como depositário (o “Depositário”), e todos os Titulares e Proprietários Beneficiários de Ações Depositárias Americanas (“ADSs”) emitidas sob os termos do Segundo Contrato de Depósito Alterado e Reformulado (incorporado por referência à Declaração de Registro no Formulário F-6 referente às ADSs de ações ordinárias arquivadas em 14 de março de 2022 (Arquivo nº 333-263528)).
2.5	Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e proprietários beneficiários de ADSs evidenciados por ADRs emitidos nos termos do mesmo (incorporado por referência à Declaração de Registro no Formulário F-6 referente aos ADSs de ações ordinárias arquivados em 7 de maio de 2007 (Arquivo nº 333-142654)).
2.6	Emenda nº 1 ao Contrato de Depósito, datado de 15 de abril de 2022, entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (a “Empresa”), o Citibank, N.A., como depositário (o “Depositário”), e todos os Titulares e Proprietários Beneficiários de Ações Depositárias Americanas emitidas nos termos do Contrato de Depósito (incorporado por referência à Declaração de Registro no Formulário F-6 referente aos ADRs de ações ordinárias arquivados em 14 de março de 2022 (Arquivo nº 333-142654)).
2.7	O valor total dos títulos de dívida de longo prazo da CEMIG e suas subsidiárias sob qualquer instrumento não excede 10,0% de nossos ativos totais em uma base consolidada. Concordamos em fornecer cópias dos instrumentos que definem os direitos de certos detentores de dívida de longo prazo à Securities and Exchange Commission mediante solicitação.
2.8	Escritura, datada de 5 de dezembro de 2017, entre a CEMIG Geração e Transmissão S.A., como emissora, a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, como garantidora das notas, e o Bank of New York Mellon como administrador, agente pagador, agente de transferência e registrador e o Bank of New York Mellon SA/NV, Luxembourg Branch, como Agente Pagador de Luxemburgo, Agente de Transferência de Luxemburgo e Agente de Listagem de Luxemburgo (incorporado por referência ao Anexo 8 do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Arquivo nº 1-15224)).
4.1	Contrato de Concessão para Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, entre o Governo Federal e nós, relacionado à prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, entre o Governo Federal e nós, relacionado à transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
4.3	Segunda Emenda ao Contrato de Concessão de Transmissão de Energia, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224))).
4.4	Terceira Emenda ao Contrato de Concessão de Transmissão de Energia, para as áreas geográficas Norte, Sul, Leste e Oeste, datada de 13 de abril de 2010 (incorporada por referência ao Anexo 4.4 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Arquivo nº 1-15224)).
4.5	Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, datados de 10 de julho de 1997, entre o Governo Federal e nós, relativos à prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporados por referência ao Anexo 4.3 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
4.6	Primeira Emenda ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia, datado de 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).
4.7	Segunda Emenda ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).

4.8	Contrato para Cessão de Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, entre o Governo Estadual e nós, relativo a valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
4.9	Primeira Emenda ao Contrato para Cessão de Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, entre o Governo Estadual e nós, referente aos valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Arquivo nº 1-15224)).
4.10	Segunda Emenda ao Contrato para Cessão de Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, entre o Governo Estadual e nós, referente aos valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Arquivo nº 1-15224)).
4.11	Terceira Emenda ao Contrato para Cessão de Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, entre o Governo Estadual e nós, referente aos valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Arquivo nº 1-15224)).
4.12	Quarta Emenda ao Contrato para Cessão de Conta CRC, datado de 23 de janeiro de 2006, entre o Governo Estadual e nós, referente aos valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.14 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).
4.13	Anúncio do Início da Distribuição Pública de Unidades Sêniores sob o Fundo de Securitização de Contas CRC, datado de 26 de janeiro de 2006 (incorporado por referência ao Anexo 4.15 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).
4.14	Resumo da Escritura de Distribuição Pública de Debêntures Quirografárias Não Conversíveis, datada de 24 de agosto de 2006, entre a CEMIG D e o Unibanco—União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporada por referência ao Anexo 4.18 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).
4.15	Resumo da Escritura de Distribuição Pública de Debêntures Quirografárias Não Conversíveis, datada de 17 de abril de 2007, entre a CEMIG GT e o Unibanco—União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporada por referência ao Anexo 4.19 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).
4.16	Resumo da Escritura de Emissão de Debêntures, datada de 19 de dezembro de 2007, entre a CEMIG D e o BB Banco de Investimento S.A. (incorporada por referência ao Anexo 4.20 do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).
4.17	Contrato de Compra de Ações, datado de 23 de abril de 2009, entre a CEMIG GT, Terna—Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG (incorporado por referência ao Anexo 4.22 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 19 de junho de 2009 (Arquivo nº 1-15224)).
4.18	Resumo do Contrato de Compra de Ações entre a CEMIG e a Andrade Gutierrez Concessões S.A., datado de 30 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.18 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Arquivo nº 1-15224)).
4.19	Resumo do Contrato de Compra de Ações entre a CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, datado de 31 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.19 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Arquivo nº 1-15224)).
4.20	Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda entre a CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, datado de 24 de março de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.20 da nossa Declaração de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Arquivo nº 1-15224)).
4.21	Resumo do Contrato de Compra de Ações entre Taesa, Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Arquivo nº 1-15224)).
4.22	Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre Taesa, Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., Abengoa Construção Brasil Ltda., NTE—Nordeste Transmissora de Energia S.A. e Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Arquivo nº 1-15224)).
4.23	Resumo da Escritura de Distribuição Pública de Debêntures Quirografárias Não Conversíveis, datada de 3 de março de 2010, entre a CEMIG GT e o BB – Banco de Investimento S.A. (incorporada por referência ao Anexo 4.23 do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2011 (Arquivo nº 1-15224)).
4.24	Resumo do Contrato de Compra de Ações entre a Taesa e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. datado de 16 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Arquivo nº 1-15224)).
4.25	Resumo do Acordo de Investimento entre RR Participações S.A., Light e Renova datado de 8 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Arquivo nº 1-15224)).
4.26	Resumo do Contrato de Opção de Venda entre a Parati S.A. e a Fundação de Seguridade Social Braslight datado de 15 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Arquivo nº 1-15224)).
4.27	Resumo do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre Amazônia Energia Participações S.A. e Construtora Queiroz Galvão S.A., Construtora OAS Ltda., Contern Construções e Comércio Ltda., Cetenco Engenharia S.A., Galvão Engenharia S.A. e J. Malucelli Construtora de Obras S.A., para ações da Norte Energia S.A. datadas de 25 de outubro de 2011 (incorporadas por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Arquivo nº 1-15224)).

4.28	Resumo do Contrato de Aquisição de Ações entre a CEMIG e o Estado de Minas Gerais datado de 27 de dezembro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Arquivo nº 1-15224)).
4.29	Resumo da Escritura de Distribuição Pública de Debêntures Quirografárias Não Conversíveis, datada de 13 de março de 2012, entre CEMIG Geração e Transmissão S.A., HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco do Nordeste do Brasil S.A. (incorporado por referência ao Formulário 20-F protocolado em 27 de abril de 2012 (Arquivo nº 1-15224)).
4.30	Anúncio Inicial de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia Firme de Colocação, de Debêntures Quirografárias, Não Conversíveis em Ações, com Garantia Adicional, em Três Séries, da Terceira Emissão pela CEMIG D, datado de 19 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Arquivo nº 1-15224)).
4.31	Anúncio Inicial de Distribuição Pública, sob o Regime de Melhores Esforços para Colocação, de Debêntures Quirografárias, Não Conversíveis em Ações, com Garantia Adicional, em até Três Séries, da Terceira Emissão pela CEMIG GT, datado de 12 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Arquivo nº 1-15224)).
4.32	Resumo do Contrato Privado de Investimento em Ativos de Transmissão, entre CEMIG, CEMIG GT e Taesa datado de 17 de maio de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Arquivo nº 1-15224)).
4.33	Resumo do Contrato de Compra de Ações entre CEMIG Capim Branco Energia S.A., Suzano Papel e Celulose S.A. e Suzano Holding S.A., interveniente da Comercial Agrícola Paineiras LTDA. ("Paineiras") e Epícares Empreendimentos e Participações LTDA. ("Epícares"), datado de 12 de março de 2013 (incorporado por referência ao Formulário 20-F protocolado em 30 de abril de 2013 (Arquivo nº 1-15224)).
4.34	Resumo do Termo de Compromisso de Acordo, firmado entre o Estado de Minas Gerais e a CEMIG, datado de 22 de novembro de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F protocolado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4.35	Quinta Emenda aos Contratos de Concessão nº S 002/1997–DNAEE, 003/1997–DNAEE, 004/1997–DNAEE e 005/1997–DNAEE, datados de 21 de dezembro de 2015, entre a República Federativa do Brasil e nós, relacionados ao serviço de distribuição de energia (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 14 de novembro de 2016 (Arquivo nº 1-15224)).
4.36	Trechos dos contratos de concessão para geração de energia n.º 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 entre o Ministério de Minas e Energia e a CEMIG GT.
8	Lista de Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Arquivo nº 1-15224)).
11	Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional (incorporado por referência ao Anexo 11 do nosso Formulário 20-F arquivado em 17 de maio de 2022 (Arquivo nº 1-15224)).
12.1	Certificação de Diretor Executivo de acordo com a Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datada de 30 de abril de 2024.
12.2	Certificação de Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com a Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datada de 30 de abril de 2024.
13.1	Certificação de Diretor Executivo de acordo com a seção 1350 do 18 U.S.C., conforme adotada de acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datada de 30 de abril de 2024.
13.2	Certificação de Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com a seção 1350 do 18 U.S.C., conforme adotada de acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datada de 30 de abril de 2024.
97.1	Política de Recuperação de Compensação Concedida Indevidamente.
101.INS	Documento de instância XBRL em linha – o documento de instância não aparece no arquivo de dados interativo, pois suas tags XBRL são incorporadas no documento XBRL em linha.
101.SCH	Esquema de extensão de taxonomia XBRL em linha com documentos <i>Linkbase</i> incorporados.
104	Arquivo de dados interativos da página de rosto (incorporado no documento XBRL em linha)

ASSINATURAS

O registrante certifica que atende a todos os requisitos para arquivamento no Formulário 20-F e que devidamente fez com que o abaixo assinado assinasse este relatório anual em seu nome.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Data: 30 de abril de 2024.

Por: /s/ Reynaldo Passanezi Filho

Nome: Reynaldo Passanezi Filho

Cargo: Presidente (CEO)

Por: /s/ Leonardo George de Magalhães

Nome: Leonardo George de Magalhães

Cargo: Vice-presidente de Finanças e Investidores (CFO)